

uc3m

Universidad
Carlos III
de Madrid

GRADO UNIVERSITARIO EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

2018-2019

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
ALTA TENSIÓN PARA AUTOCONSUMO INDUSTRIAL
CON VERTIDO A RED”**

Autor: Gabriel López Montesinos

Tutora: Mónica Chinchilla Sánchez

Madrid a 11 de diciembre de 2018

Fecha de entrega: lunes 17 de junio, 2019

RESUMEN

En el presente Trabajo de Fin de Grado, se estudiará la viabilidad técnica y económica, de una instalación fotovoltaica de autoconsumo, conectada a red y con excedentes vertidos a la misma red.

En primer lugar, se realizará un resumido estudio del arte de la energía solar fotovoltaica, desde los comienzos de la tecnología, hasta la situación actual, comentando también los numerosos beneficios que presenta esta tecnología, y sus inconvenientes. También se dará un repaso a la evolución del marco legal en España.

Posteriormente, se dará paso a la evaluación del emplazamiento escogido para llevar a cabo la instalación. Se realizará un diseño de la instalación a mano, estimando las dimensiones y características de la misma.

Una vez terminado el dimensionamiento, se procederá al uso de tres softwares distintos de cálculo de instalaciones fotovoltaicas (*PVsyst*, *PVGIS* y *SAM*), para obtener la producción energética de dicho proyecto, y establecer una comparación directa entre dichos softwares.

Tras el cálculo de producción fotovoltaica, se realizará un estudio de viabilidad económica lo más realista posible, basado en información de empresas que trabajan con proyectos similares en su día a día, como la comercializadora de electricidad *Total Gas* y *Electricidad S.A* y el proveedor de instalaciones fotovoltaicas *Aresol*, los cuales serán mencionados a lo largo del proyecto ([1] y [2]).

Finalmente, se emplearán los mismos softwares evaluados anteriormente, para realizar los estudios económicos y compararlos entre sí.

Palabras clave: fotovoltaica, estudio económico, autoconsumo, rentabilidad, *PVsyst*, *PVGIS*, *SAM*.

ÍNDICE

1. Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Metodología	2
1.4 Antecedentes	3
1.4.1 Introducción a la Energía Solar	3
1.4.2 Efecto fotoeléctrico	3
1.4.3 Fundamentos tecnológicos	6
1.4.3.1 Panel fotovoltaico	6
1.4.3.2 Célula solar	8
1.4.3.3 Curvas características	9
1.4.3.4 Tipos de panel	12
1.4.4 Situación en España	13
2. Autoconsumo	17
2.1 Definición general	17
2.2 Ventajas e inconvenientes	17
2.3 Situación Actual	20
2.4 Marco legal	22
2.5 Estado de las tecnologías	22
3. Estudio de viabilidad técnico para una empresa	25
3.1 Diseño de la instalación	25
3.1.1 Características de la ubicación	25
3.1.2 Equipamiento de la instalación fotovoltaica	27
3.2 Cálculo energético. Estudio y comparación con 3 Software	38
3.2.1 PVsyst	39
3.2.2 PVGIS	51
3.2.3 SAM	56
3.3 Comparación de resultados	68
4. Estudio de viabilidad económico para una empresa	75
4.1 Definición de parámetros y cálculos	75
4.2 Cálculo económico sin financiación	85
4.3 Cálculo económico con financiación	86
4.4 Cálculo económico con softwares	89
5. Conclusiones	97
5.1 Autoconsumo	97
5.2 Softwares	98
6. Bibliografía	100

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.4.2.1. Esquema del circuito del experimento de Lenard en 1902. [4]</i>	4
<i>Figura 1.4.2.2. Gráfica de Intensidad vs Diferencia de Potencial de los electrones. [4]</i>	4
<i>Figura 1.4.3.1.1. Esquema de la estructura interior de un módulo fotovoltaico. [5]</i>	7
<i>Figura 1.4.3.1.2. Funcionamiento simplificado del diodo by-pass. [6]</i>	8
<i>Figura 1.4.3.2.1. Representación de los enlaces de los átomos de silicio. [5]</i>	8
<i>Figura 1.4.3.2.2. Esquema eléctrico de una célula fotovoltaica. [3]</i>	9
<i>Figura 1.4.3.3.1. Curvas características i-u, p-u de una célula fotovoltaica. [5]</i>	10
<i>Figuras 1.4.3.3.2. Curvas características I-U de la célula en función de la irradiancia. [5]</i>	11
<i>Figura 1.4.3.3.3. Curvas características I-U de la célula en función de la temperatura de célula [5]</i>	11
<i>Figura 1.4.3.3.4. Curvas anuales de producción y del PR (ratio de eficiencia) de PVsyst</i>	12
<i>Figura 1.4.4.1. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España de 2004 a 2015. [3]</i>	13
<i>Figura 2.2.1. Evolución de los costes de las tecnologías de los módulos y sus fabricantes de marzo 2010 a mayo 2017 (izquierda). Media anual de los precios de los módulos del mercado en 2015 y 2016 (derecha). [11]</i>	18
<i>Figura 2.2.2 Evolución de los costes nivelados de la energía fotovoltaica residencial en Alemania desde 2010 hasta 2017 (izquierda). Diferencia porcentual con Alemania de dicho coste (derecha). [11]</i>	18
<i>Figura 2.2.3. Costes totales de las instalaciones fotovoltaicas comerciales de 2009 a 2017 (arriba). Coste nivelado de la energía fotovoltaica comercial de 2009 a 2017 (abajo). En ambos casos, los porcentajes representan la diferencia entre 2009 y 2017. [11]</i>	19
<i>Figura 2.3.1. Potencia instalada en Europa de 2008 a 2020 (últimos años según la tendencia). [3]</i>	21
<i>Figura 2.3.2. Mix energético en España en 2017. [3]</i>	21
<i>Figura 2.5.1. Esquema de una instalación conectada a red con baterías. [13]</i>	23
<i>Figura 14. Aclaración de los componentes del esquema anterior. [13]</i>	24
<i>Figura 3.1.1.1. Fotografía aérea de la ubicación de la empresa (Google Maps)</i>	26
<i>Figura 3.1.1.2. Fotografía aérea 3D de la empresa (Google Maps)</i>	26

<i>Figura 3.1.1.3. Fotografía aérea del terreno colindante disponible para la instalación. (Google Maps)</i>	27
<i>Figura 3.1.2.1 Cálculo aproximado del área disponible con CalcMaps</i>	28
<i>Figura 3.1.2.2. Imagen esquemática para el cálculo de la distancia entre las filas de módulos. (IDAE). [15]</i>	28
<i>Figura 3.1.2.3. Cálculos de Retscreen 4 para la inclinación óptima</i>	29
<i>Figura 3.1.2.4. Resultado de PVGIS para la Irradiancia máxima (junio a las 12h)</i>	32
<i>Figura 3.1.2.5. Resultado de PVGIS para la Irradiancia mínima (enero a las 12h)</i>	32
<i>Figura 3.1.2.6. Registro de temperaturas máximas y mínimas de la AEMET para 2018.</i>	33
<i>Figura 3.1.2.7 Simulación 3D de la instalación fina.</i>	38
<i>Figura 3.2.1.1 Imagen presentación de PVsyst.</i>	39
<i>Figura 3.2.1.2. Menú principal de PVsyst</i>	40
<i>Figura 3.2.1.3. Pantalla principal del proyecto (PVsyst)</i>	41
<i>Figura 3.2.1.4. Importación de datos meteorológicos de PVGIS (PVsyst)</i>	41
<i>Figura 3.2.1.5. Información meteorológica de la ubicación (PVsyst)</i>	42
<i>Figura 3.2.1.6. Cálculo de la inclinación y orientación (PVsyst)</i>	42
<i>Figura 3.2.1.7. Parámetros para el cálculo del sombreado de los módulos (PVsyst)</i>	43
<i>Figura 3.2.1.8. Pantalla de configuración del sistema (PVsyst)</i>	44
<i>Figura 3.2.1.9. Pantalla de especificaciones del inversor (PVsyst)</i>	45
<i>Figura 3.2.1.10. Pantalla de pérdidas del sistema (PVsyst)</i>	46
<i>Figura 3.2.1.11. Gráfico de pérdidas del sistema (PVsyst)</i>	47
<i>Figura 3.2.1.12. Resumen de las pérdidas del sistema (PVsyst)</i>	47
<i>Figura 3.2.1.13. Resultados de la simulación, pantalla principal (PVsyst)</i>	48
<i>Figura 3.2.1.14. Informe final de la simulación (PVsyst)</i>	49
<i>Figura 3.2.1.15. Gráfico combinado de los resultados de la simulación (PVsyst)</i>	49
<i>Figura 3.2.1.15. Gráfica de la energía útil + pérdidas (izquierda), y gráfica del “ratio de eficiencia” (PR) para todo el año(PVsyst)</i>	50
<i>Figura 3.2.2.1. Imagen presentación de PVGIS</i>	51
<i>Figura 3.2.2.2. Menú principal de PVGIS</i>	52
<i>Figura 3.2.2.3. Pestaña de cálculo de datos meteorológicos (PVGIS)</i>	53

<i>Figura 3.2.2.4. Simulación ejemplo de los datos meteorológicos mensuales (PVGIS)</i>	53
<i>Figura 3.2.2.5. Parámetros de entrada para la simulación fotovoltaica (PVGIS)</i>	54
<i>Figura 3.2.2.6. Resultados de la simulación fotovoltaica (PVGIS)</i>	54
<i>Figura 3.2.2.7. Simulación con reajuste de pérdidas de PVGIS</i>	55
<i>Figura 3.2.3.1. Imagen presentación de System Advisor Model (SAM)</i>	56
<i>Figura 3.2.3.2. Tipos de proyectos de SAM</i>	57
<i>Figura 3.2.3.3. Pantalla de ubicación y recurso solar (SAM)</i>	58
<i>Figura 3.2.3.4. Base de datos meteorológicos del NREL</i>	58
<i>Figura 3.2.3.5. Base de datos meteorológicos de PVGIS</i>	59
<i>Figura 3.2.3.6. Pantalla de selección del módulo (SAM)</i>	60
<i>Figura 3.2.3.7. Pantalla de selección del inversor (SAM)</i>	60
<i>Figura 3.2.3.8. Pantalla de diseño del sistema (SAM)</i>	61
<i>Figura 3.2.3.9. Pantalla de diseño del sistema (SAM)</i>	62
<i>Figura 3.2.3.10. Pantalla de disposición y sombreado (SAM)</i>	63
<i>Figura 3.2.3.11. Pantalla de cálculo de pérdidas del sistema (SAM)</i>	64
<i>Figura 3.2.3.12. Proyecto fotovoltaico no financiero (SAM)</i>	65
<i>Figura 3.2.3.13. Simulación de la producción de la instalación fotovoltaica (SAM)</i>	65
<i>Figura 3.2.3.14. Simulación de la producción de la instalación fotovoltaica (SAM)</i>	66
<i>Figura 3.2.3.15. Necesidad energética del cliente antes y después de la instalación (SAM)</i>	67
<i>Figura 3.3.1. Resultados de producción de PVsyst</i>	69
<i>Figura 3.3.2. Resultados de producción de PVGIS</i>	69
<i>Figura 3.3.3. Resultados de producción de SAM</i>	70
<i>Figura 3.3.4. Esquema de las pérdidas simuladas en PVsyst</i>	71
<i>Figura 3.3.5. Esquema de las pérdidas simuladas en SAM</i>	72
<i>Figura 3.3.6. Ejemplo de los parámetros económicos de SAM</i>	73
<i>Figura 4.1.3. Reparto de conceptos de la factura del cliente. (Elaboración propia)</i>	79
<i>Figura 4.1.4. Producción fotovoltaica obtenida con PVsyst</i>	80
<i>Figura 4.1.5. Solapamiento horario de las curvas de potencia generada vs consumida [2]</i>	83

<i>Figura 4.1.6. Solapamiento diario de las curvas de potencia generada vs consumida en enero. [2]</i>	83
<i>Figura 4.1.7. Solapamiento diario de las curvas de potencia generada vs consumida en julio. [2]</i>	84
<i>Figura 4.3.1. Gráfica de rentabilidad de los diferentes proyectos. (Elaboración propia)</i>	88
<i>Figura 4.1.1. Parámetros de entrada del consumo mensual del cliente (PVsyst)</i>	89
<i>Figura 4.4.2. Introducción de costes de la instalación (PVsyst)</i>	90
<i>Figura 4.4.3. Resultado económico simulado para 25 años (PVsyst)</i>	90
<i>Figura 4.4.4. Evolución del ahorro acumulado en 25 años (PVsyst)</i>	91
<i>Figura 4.4.5. Simulación de PVGIS, incluyendo el parámetro económico</i>	92
<i>Figura 4.4.6. Introducción de precios de energía y potencia para los diferentes periodos (SAM)</i>	92
<i>Figura 4.4.7. Datos de entrada del consumo de potencia y energía de SAM</i>	93
<i>Figura 4.4.8. Tabla de resultados económicos, parte 1 (SAM)</i>	93
<i>Figura 4.4.9. Tabla de resultados económicos parte 2 (SAM)</i>	94
<i>Figura 4.4.10. Gráfico de flujo de caja para 25 años (SAM)</i>	94
<i>Figura 4.4.11. Gráfica de la recuperación del capital acumulado (SAM)</i>	95

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.4.3.4.1. Tipos más utilizados de células solares. [3]</i>	12
<i>Tabla 3.1.2.1. Valores de k en función de la latitud. (IDAE). [15]</i>	29
<i>Tabla 3.1.2.1. Resumen de los valores de temperaturas máximas y mínimas para 2018 (AEMET)</i>	33
<i>Tabla 4.1.1. Presupuesto de la instalación fotovoltaica [2]</i>	76
<i>Tabla 4.1.2. Tabla de los consumos de la empresa por periodos y por meses. [1]</i>	77
<i>Figura 4.1.1. Gráfica de consumo por meses de la Tabla 4.1.2</i>	78
<i>Figura 4.1.2. Gráfica de consumo por periodos de la Tabla 4.1.2</i>	78
<i>Tabla 4.1.3. Tabla de cálculo de gasto en potencia del cliente. (Elaboración propia)</i>	79
<i>Tabla 4.1.4. Tabla de cálculo de gasto en energía del cliente. (Elaboración propia)</i>	79
<i>Tabla 4.1.5. Tabla de cálculo de gasto en impuesto eléctrico del cliente. (Elaboración propia)</i>	79
<i>Tabla 4.1.6. Resultado económico total de la factura del cliente. (Elaboración propia)</i>	79
<i>Tabla 4.2.1. Resultado económico, sin financiación, a 25 años. (Elaboración propia)</i>	86
<i>Tabla 4.3.1. Resultado económico con financiación a 6 años. (Elaboración propia)</i>	87
<i>Tabla 4.3.2. Resultado económico con financiación a 7 años. (Elaboración propia)</i>	87
<i>Tabla 4.3.3. Tabla de comparación de los proyectos. (Elaboración propia)</i>	88

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mis agradecimientos a las personas que han hecho este trabajo posible. Principalmente a Mónica Chinchilla Sánchez, mi tutora, por su confianza en mí, y por su atención ante mis numerosas dudas. También quiero agradecer a Total Gas y Electricidad, por aportarme los datos necesarios para el trabajo, en especial a mi jefe Joaquim Falcó, por su atención y cariño. Gracias también a los expertos de Aresol, sobre todo a Jorge Fornell, que me han brindado su ayuda con los datos e información necesaria para el trabajo. Gracias al Roco, por las tardes de escalada. Gracias a Ana, por las siestas tan agradables en la universidad. Gracias a Diego Mecha, por la simulación 3D de los paneles fotovoltaicos.

Gracias también a mi familia por confiar en mí, y por apoyarme con su incondicional cariño, para sacar el trabajo a tiempo.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

La principal motivación de la elección de este proyecto, es la transición energética a las energías renovables, que se está viviendo a nivel mundial. Poco a poco, se está logrando dejar atrás la dependencia a los combustibles fósiles, obteniendo una mayor autonomía frente a la heterogénea distribución de los combustibles fósiles, y evitando la masiva contaminación que estos generan.

Si bien España ha sido la primera influencia mundial en la energía eólica, habiendo instalado hasta 23GW [3], todavía hay mucho desarrollo y crecimiento pendiente con la tecnología fotovoltaica.

En este momento, España se encuentra en un punto de inflexión, ya que el Real Decreto 15/2018, propone mejoras y alternativas para facilitar el desarrollo de esta tecnología, entre las que destaca el fin del tan polémico “impuesto al Sol”.

La energía solar fotovoltaica, es una energía limpia y barata, que no requiere de instalaciones complejas. La ausencia de piezas móviles supone vidas útiles elevadas que superan con creces los periodos de garantía de los fabricantes (25 años normalmente). Además, el recurso solar es un recurso, a partir de ahora, gratuito y abundante en la península ibérica, cuya presencia es considerablemente constante a lo largo del año y, lo que es más importante, homogéneo en todo el país, lo cual previene contra acciones monopolistas.

Se trata de una oportunidad ideal para reducir la demanda energética del país y permitir el empleo de la energía eléctrica de una forma barata, incluso en ubicaciones remotas donde la red eléctrica no logra alcanzar.

Al mismo tiempo, el cursado de unas prácticas curriculares en la empresa comercializadora de electricidad, *Total Gas y Electricidad S.A.*, me ha previsto de un ejercicio de concienciación en cuanto a la situación actual del país, en cuanto a la demanda de instalaciones fotovoltaicas. Es de notar cómo el sector eléctrico y energético se están uniendo a unas velocidades vertiginosas, y es que una de las estrategias de venta de contratos de electricidad actuales, es a través de propuestas de “eficiencia energética” a los clientes, para que estos vean una reducción de su consumo energético.

1.2 Objetivos

Los objetivos de este trabajo, son el estudio de la viabilidad de una instalación fotovoltaica para una empresa, empleando diferentes softwares de cálculo y comparando

los resultados entre ellos. Se trata de dar a entender, los grandes beneficios económicos que se pueden obtener invirtiendo en una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

De este modo, incluyendo esta tecnología a nivel empresarial, se obtendrían numerosos beneficios a nivel individual y global.

- Se lograría fomentar e impulsar el desarrollo de la fotovoltaica en España, creando empresas dedicadas al sector con numerosos puestos de trabajo. Además, se aceleraría la reducción de los costes asociados a la instalación.
- Se vería reflejada una considerable disminución en el consumo energético nacional, a la vez que se dependería menos de las fuentes de energía no renovables y de la importación de las mismas.
- Además, es una manera muy interesante de promover el ahorro a las empresas, lo que las dispondría de mayores fondos de capital y, por lo tanto, de la posibilidad de ofrecer más puestos de trabajo.

1.3 Metodología

Para llevar a cabo el estudio de la instalación fotovoltaica, se recurrirá a un dimensionamiento según los conocimientos obtenidos en la asignatura de “Generación Eólica y Fotovoltaica” de Mónica Chinchilla Sánchez, que es además la tutora de este trabajo. Se estudiará para un emplazamiento determinado, conocida la ubicación de la empresa seleccionada, el tamaño máximo de la instalación y su estructuración.

Una vez obtenidas las dimensiones de la instalación, se va a recurrir a tres softwares de cálculo de instalaciones fotovoltaicas, de los cuales se obtendrá la producción energética y se realizará una comparación valorativa.

Para el cálculo económico, se realizará un proceso similar. En primer lugar, se evaluará el resultado económico del ahorro energético, a través de un método de cálculo “manual”, el cual se asemeja a los procesos de evaluación reales. Estos cálculos, se realizarán acorde a los conocimientos adquiridos en las prácticas curriculares realizadas en la comercializadora de electricidad *Total Gas y Electricidad S.A.* y a través de los conocimientos de la empresa proveedora de instalaciones fotovoltaicas *Aresol*. Ambas han accedido al apoyo de este proyecto, ayudando en buena medida, con datos reales y conocimientos obtenidos de la propia experiencia de trabajar con instalaciones fotovoltaicas.

Además, se volverán a emplear los softwares previamente empleados, para evaluar su capacidad para realizar estudios económicos, acompañado de una comparación directa entre ellos.

El TFG está compuesto por 5 capítulos descritos a continuación:

- *Capítulo 1. Introducción al Trabajo de Fin de Grado:* motivación, objetivos, metodología y antecedentes.

- *Capítulo 2. Autoconsumo fotovoltaico:* definición general, ventajas e inconvenientes, situación actual, marco legal, estado de las tecnologías.
- *Capítulo 3. Estudio de viabilidad técnico para una empresa:* diseño de la instalación, cálculo con tres softwares, comparación entre los softwares.
- *Capítulo 4. Estudio de viabilidad económico para una empresa:* definición y cálculo de los parámetros, cálculo económico sin y con financiación, simulación con los softwares y comparación.
- *Capítulo 5. Bibliografía.*

1.4 Antecedentes

1.4.1 Introducción a la Energía Solar

Como ya se ha comentado, la energía solar es una fuente abundante en la península ibérica. Se trata de un recurso muy valioso que, hasta el día de hoy, no se ha sabido aprovechar adecuadamente, lo que se traduce en una gran dependencia de las fuentes fósiles y de la energía nuclear, mayormente importada de Francia. El crecimiento de la energía fotovoltaica es importante y necesario, y está en manos de los españoles para cambiar el curso energético del país, tanto a nivel económico como a nivel medioambiental, pues se trata de una energía limpia y sencilla, que se fabrica a partir del material más abundante de la corteza terrestre, que es el Silicio. Además, esta tecnología apenas requiere mantenimiento, ya que se fabrican con unas pantallas protectoras de vidrio templado que protegen a las células de agentes externos y los paneles solares carecen de partes móviles y por lo tanto de desgaste.

1.4.2 El efecto fotoeléctrico

En 1887, Heinrich Hertz descubrió de forma accidental, que el arco eléctrico entre dos esferas metálicas se volvía más brillante cuando se incidía con un haz de luz ultravioleta sobre una de las esferas. Sin embargo, todavía se desconocía a cerca de la existencia de los electrones, y por lo tanto Hertz no pudo obtener ningún progreso antes de fallecer, en 1894. [4]

Tres años después se descubrió el electrón a través de los rayos catódicos, y no fue hasta 1899, que Thomson afirmó que las partículas emitidas en el efecto fotoeléctrico producido por la luz ultravioleta eran electrones. [4]

Posteriormente, en 1902, Philip Lenard, ayudante de Hertz elaboró un experimento, en el que situaba dos placas metálicas dentro de un tubo con el que creaba un estado de vacío; después, conectaba las dos placas a unas baterías, a fin de cargarlas eléctricamente y proyectar un rayo de luz ultravioleta sobre una de las placas. Así, se podía observar la emisión de electrones de una placa a la otra, una vez el electrón superaba el potencial de contacto con la placa, creando así un circuito eléctrico. [4]

Como se puede observar en la *Figura 1.4.2.1*, el circuito se componía de un ánodo A y un cátodo C, y una ventana de cuarzo con una menor opacidad a la luz UV que el vidrio. Además, se empleó un galvanómetro (G) para medir la corriente fotoeléctrica. [4]

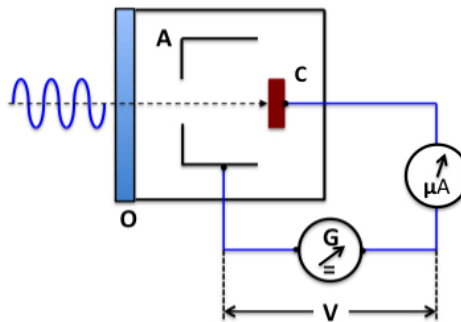


Figura 1.4.2.1. Esquema del circuito del experimento de Lenard en 1902. [4]

Se observó que, al incidir la luz sobre la placa, el circuito eléctrico se completaba y los electrones lograban vencer el potencial de contacto con el metal viajando hasta la otra placa.

Si se representa la intensidad de corriente fotoeléctrica, en función de la diferencia de potencial entre A y C (*Figura 1.4.2.2*), para valores de V positivos, la corriente alcanza un valor cercano al crítico, transfiriéndose de una placa a otra con gran facilidad; mientras que, para diferencias de potencial negativas, la energía cinética comienza a decaer hasta el punto V_0 , en el que ningún electrón consigue abandonar la placa C. [4]

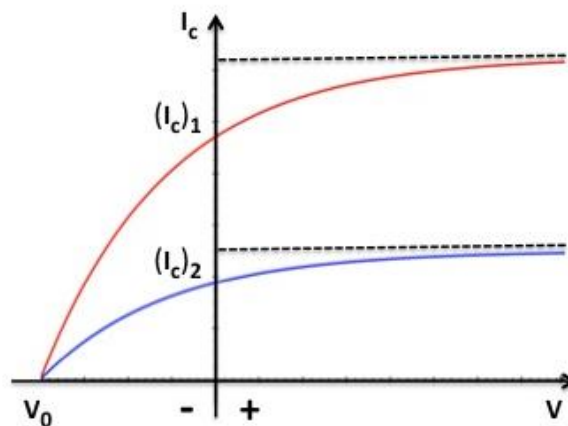


Figura 1.4.2.2. Gráfica de Intensidad vs Diferencia de Potencial de los electrones. [4]

Dicho valor V_0 se conoce como potencial de frenado, y es no depende de la intensidad de radiación incidente, sino que depende de la frecuencia del haz lumínico. A partir de cierta frecuencia, conocida como la frecuencia umbral, los electrones son capaces de abandonar la placa metálica. [4]

Gracias a este experimento, junto con los descubrimientos logrados hasta el momento, se pudieron establecer tres hechos empíricos, asociados al efecto fotoeléctrico, que no se podían encajar en el marco de naturaleza ondulatoria de la luz [4]:

1. Existe un umbral de la luz incidente, por debajo del cual no se observa la emisión de fotoelectrones, independientemente de la intensidad y del tiempo de incidencia. Lo cual contradice la teoría electromagnética, según la cual, la densidad de energía de una onda luminosa es proporcional a la intensidad.
2. La energía de los fotoelectrones aumenta con la frecuencia de la luz incidente.
3. No existe un tiempo de retardo en la emisión de electrones. Posteriormente, en 1928, Lawrence y Beams, demostraron que, una vez alcanzada la frecuencia crítica, la emisión de estos electrones no superaría los $3 \cdot 10^{-9}$ segundos, lo cual era muy inferior al retardo que estimaba la teoría electromagnética.

Fue esto, lo que impulsó a Albert Einstein a elaborar su teoría de los *cuantos* de luz en su artículo “*Sobre un punto de vista heurístico concerniente a la producción y transformación de la luz*” publicado en 1905; en el que pudo aportar una interpretación al conjunto de fenómenos de interacción entre la radiación y la materia, que la electrodinámica de Maxwell y Lorentz no lograba explicar. [4]

Einstein sostenía que la onda no se comportaba como una onda en realidad, sino que se componía de *cuantos indivisibles* de energía: $E=h \cdot \nu$ (donde ν es la frecuencia), y postuló, que las interacciones entre la luz y la materia, se dan a través de la absorción y emisión de estos *cuantos* de energía que, posteriormente, Lewis denominaría “fotón”. [4]

Para Einstein, el efecto fotoeléctrico se produce cuando, al incidir con un haz de *cuantos* de luz sobre un metal, estos interactúan con los electrones de dicho metal, excitándolos; estos electrones excitados pierden parte de la energía en un trabajo de extracción W_0 , necesario para superar las fuerzas de unión que mantiene con el metal. La energía cinética de los electrones que hayan absorbido un cuanto o un fotón de luz es la siguiente: $K_{MAX} = h \cdot \nu - W_0$; donde esta energía cinética, no depende de la intensidad de la luz, ya que es un único cuanto el que interactúa con el electrón. La intensidad, sin embargo, representa la cantidad de partículas por unidad de área. [4]

Gracias a la interpretación de la luz como un conjunto de partículas, fue posible encontrar una relación con las leyes electrodinámicas de Maxwell. Así se resolvieron los tres hechos empíricos explicados anteriormente: [4]

1. La existencia de un umbral en la frecuencia de la luz incidente, se debe a que se necesita una frecuencia mínima para poder superar la fuerza de atracción del electrón con el metal. Esta frecuencia umbral es: $\nu_o = W_o/h$.
2. La relación entre la energía del electrón y la frecuencia viene determinada por la fórmula de Plank: $E=h \cdot \nu$; el aumento de la intensidad incidente sólo afectaría al número de *cuantos*, no a la energía transmitida.
3. La ausencia de un retardo, se debe a que la transmisión de la energía del *cuanto* al electrón, se produce de manera instantánea; o bien se considera que el retardo se da en escalas atómicas y, por lo tanto, sería imperceptible.

La teoría cuántica de la luz formulada por Einstein, no tuvo buena acogida entre los físicos de aquella época, ya que suponía volver a la teoría Newtoniana, lo que sería un paso hacia atrás. Sin embargo, él sabía que su teoría no podía demostrar fenómenos como la interferencia o la difracción y que, por lo tanto, estaba incompleta; él mismo predecía que se encontraría una teoría que fusionaría la teoría ondulatoria y la teoría cuántica. [4]

Einstein había alcanzado un punto crítico en la historia de la física, pues a partir de la demostración empírica de la naturaleza de partícula de la onda, hubo que unir ambas teorías en lo que se conoce actualmente como la *dualidad* onda-partícula, la cual define las bases de la física cuántica actual. De Broglie, generalizó este principio de dualidad a todas las partículas materiales, en concreto a los electrones, en 1923; este modelo se ha aceptado como el mecanismo de funcionamiento de los electrones. [4]

1.4.3 Fundamentos tecnológicos

Una vez entendidos los fundamentos científicos y el proceso de transformación de la energía solar en energía eléctrica, se puede pasar a comprender la estructura y el funcionamiento de un panel solar fotovoltaico. Próximamente, se realizará un análisis del funcionamiento de los paneles, su composición y las diferentes tecnologías que existen actualmente.

1.4.3.1 Panel fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos se componen de un conjunto de células conectadas en serie. Estas células son las que se encargan de que se produzca el efecto fotoeléctrico, generando así la energía eléctrica. La conexión de las células dentro del panel sigue el esquema mostrado en la *Figura 1.4.3.1.1*.

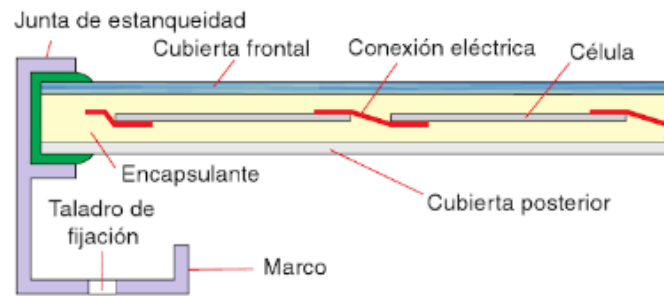


Figura 1.4.3.1.1. Esquema de la estructura interior de un módulo fotovoltaico. [5]

La función de cada elemento es [5]:

- **Cubierta frontal:** suele ser de vidrio templado (3-4 mm de espesor) para proteger a las células del impacto de agentes externos y contra el efecto del clima. Tiene un tratamiento anti-reflexivo y está tratada para impedir la retención del polvo y la suciedad. La superficie interior es rugosa para permitir la adherencia del *encapsulante* de las células.
- **Encapsulante:** normalmente se trata de *etil-vinil-acetato (EVA)*. Está en contacto directo con las células, asegurando una buena conexión entre ellas y aporta resistencia a las vibraciones.
- **Cubierta posterior:** compuesto de *polivinilo fluoruro (PVF o TEDLAR)* o *poliéster*. Como cabe esperar, tiene la función de proteger. Además, se suele fabricar de un material reflexivo, para hacer llegar la luz que no hayan capturado las células; también se pueden encontrar cubiertas de vidrio que aprovechen la luz que pueda incidir por la cara posterior.
- **Marco:** suelen ser de aluminio anodizado. Debe dar sujeción y rigidez.
- **Células:** como se puede observar en la *Figura 1.4.3.1.1*, la conexión entre las células se realiza con cintas metálicas, uniendo la cara superior (negativo) de una, con la cara inferior (positivo) de otra.

Además, cabe mencionar que, en ocasiones, se producen sombreados en determinadas zonas del módulo. Si una célula queda completamente bloqueada de la irradiación solar, al estar conectada en serie, el panel se vería incapacitado de producir electricidad. Para esto se emplean *diodos paso o by-pass*, que permiten re direccionar la corriente para evitar el bloqueo del circuito, como se puede observar en la *Figura 1.4.3.1.2*, donde la corriente dispone de un camino alternativo, a través del diodo, para que el resto de células no afectadas, puedan seguir generando electricidad:

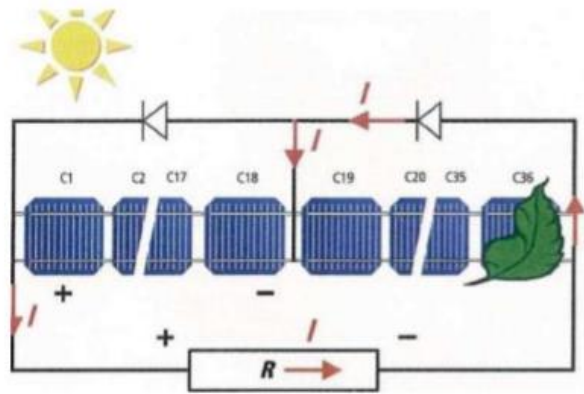


Figura 1.4.3.1.2. Funcionamiento simplificado del diodo by-pass. [6]

1.4.3.2 Célula solar

Las células fotovoltaicas, se fabrican a partir de materiales semiconductores, mayormente de silicio, que tienen una conductividad menor a la de un conductor metálico. Los átomos de silicio tienen su orbital externo incompleto, lo que hace más sencilla la ruptura de los enlaces covalentes ante un aporte energético. Cuando el fotón impacta con los electrones de valencia, estos adquieren suficiente energía para abandonar el enlace; esto crea un hueco, que puede desplazarse libremente transfiriéndose de un átomo a otro, gracias al desplazamiento del resto de electrones (*Figura 1.4.3.2.1*) [5].

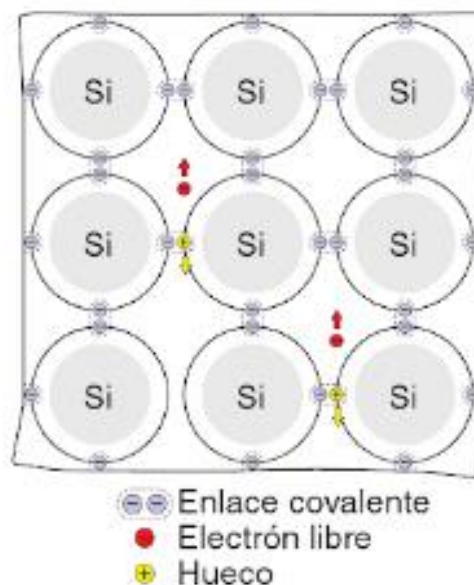


Figura 1.4.3.2.1. Representación de los enlaces de los átomos de silicio [5].

Al conseguir separar a los electrones de los huecos, y hacer que se muevan en direcciones opuestas, se logra generar una corriente eléctrica.

Para mejorar la conductividad eléctrica de los semiconductores, se impurifican ciertas zonas del mismo con los siguientes materiales:

- **Fósforo:** tiene 5 electrones de valencia (uno más que el silicio), por lo que es una región con una mayor concentración de electrones que de huecos. Esta se denomina región tipo *n*.
- **Boro:** tiene 3 electrones de valencia (uno menos que el silicio), por lo que dispone de una mayor cantidad de huecos. Esta se denomina región tipo *p*.

De esta manera, al crear estas dos regiones *n* y *p*, se establece un campo eléctrico que favorece el equilibrio entre ambas regiones y ayuda a la separación entre ambas zonas. En la *Figura 1.4.3.2.2* se puede observar un esquema del campo eléctrico dentro de la célula:

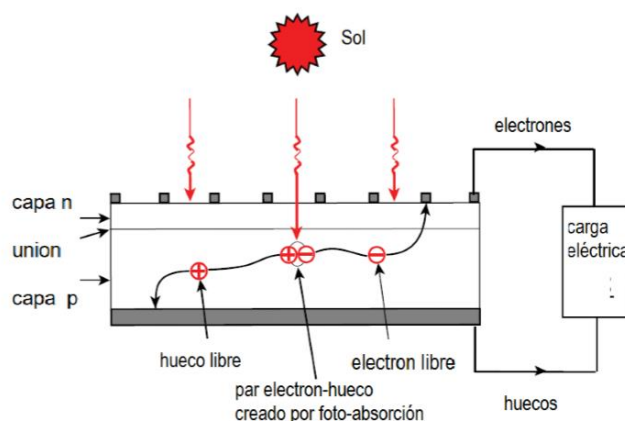


Figura 1.4.3.2.2. Esquema eléctrico de una célula fotovoltaica. [3]

1.4.3.3 Curva característica

Un factor importante a tener en cuenta, es el efecto de las condiciones externas de temperatura e irradiancia, al funcionamiento de las células. Para poder comprender estos efectos sobre rendimiento de una célula, habrá que comprender previamente, cómo se comporta dicha célula en condiciones constantes de funcionamiento. Para ello hay que observar la *Figura 1.4.3.3.1*:

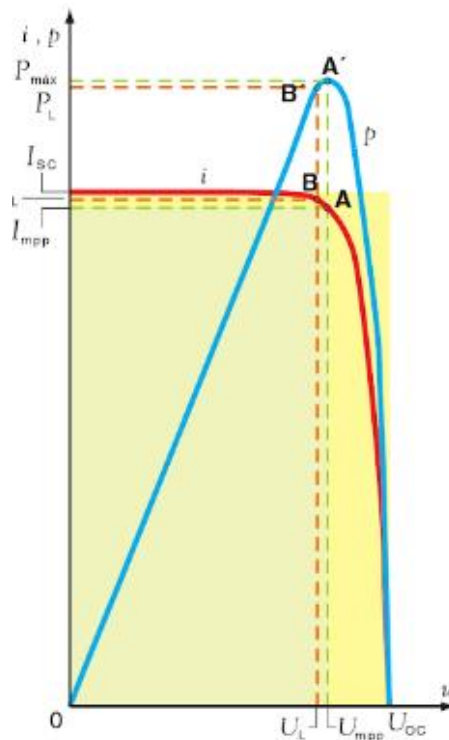
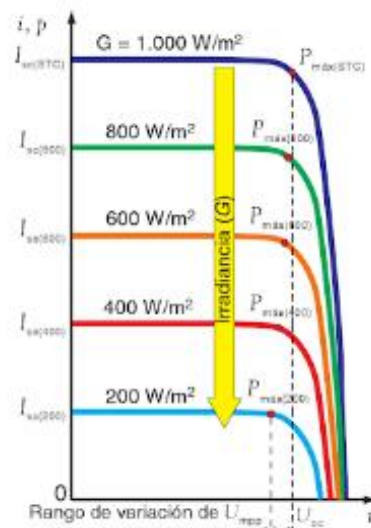


Figura 1.4.3.3.1. Curvas características i - u , p - u de una célula fotovoltaica. [5]

Si se observa la curva característica I - U de la célula (curva roja), con temperatura e irradiancia constantes, se pueden apreciar ciertos valores de corriente y tensión máximos: I_{cc} y V_{co} (corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto). Al acercarse al valor máximo de la tensión, la corriente disminuye drásticamente. Por lo tanto, para encontrar el punto en el que la célula entregue una potencia máxima, se traza la curva P - U (curva azul). Gracias a esta curva, se obtiene el punto de potencia máxima teórica: A , A' . El punto B , B' representa el punto de potencia máxima real, que vendrá determinado por la resistencia que presente la célula (Figura 1.4.3.3.1).

Esta curva de la célula puede verse afectada, principalmente, por dos factores: la irradiancia y la temperatura. La irradiancia afecta únicamente a la corriente máxima que puede entregar la célula, mientras que la temperatura afecta a la tensión máxima. En las Figuras 1.4.3.3.2 y 1.4.3.3.3, se pueden observar las curvas resultantes para distintos valores de ambos factores:



Figuras 1.4.3.3.2. Curvas características I-U de la célula en función de la irradiancia [5].

En la Figura 1.4.3.3.2 se puede observar que, para mayores valores de la irradiancia, mayor corriente produce el panel. Hay que matizar, que esta demostración no contradice el principio del efecto fotoeléctrico, que dice que la energía del electrón no depende de la intensidad sino de la frecuencia. Precisamente, la intensidad de la luz (la irradiancia) supone un mayor flujo de fotones por unidad de área, y si cada uno de estos fotones impacta con un electrón del panel, más electrones serán liberados y el panel generará una mayor corriente de electrones. Esto no es lo mismo que hablar de la energía de los electrones liberados. La energía es siempre la misma, independientemente de la irradiancia, pero el número de electrones liberados, es directamente proporcional a ella.

Para observar el efecto de la temperatura sobre el funcionamiento de la célula, se puede recurrir a las curvas recogidas en la Figura 1.4.3.3.3:

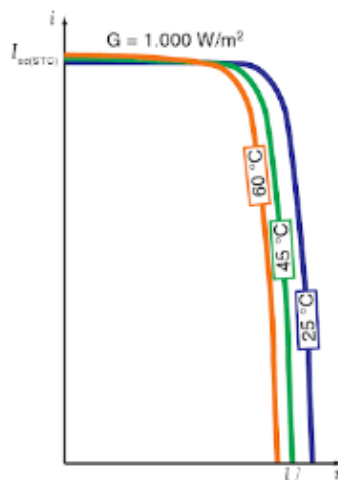


Figura 1.4.3.3.3. Curvas características I-U de la célula en función de la temperatura de célula [5].

Se puede observar un efecto directo de la temperatura sobre la tensión que el panel es capaz de generar. Esto explica la pérdida de eficiencia en los meses más calurosos del verano. Sin, embargo, dado que el efecto de la irradiancia, tiene un efecto más relevante sobre el funcionamiento de la célula, en estos meses calurosos, los paneles generan más electricidad. Si se observa las gráficas simuladas por el programa *PVsyst*, se puede comprender con facilidad este fenómeno (*Figura 1.4.3.3.4*):

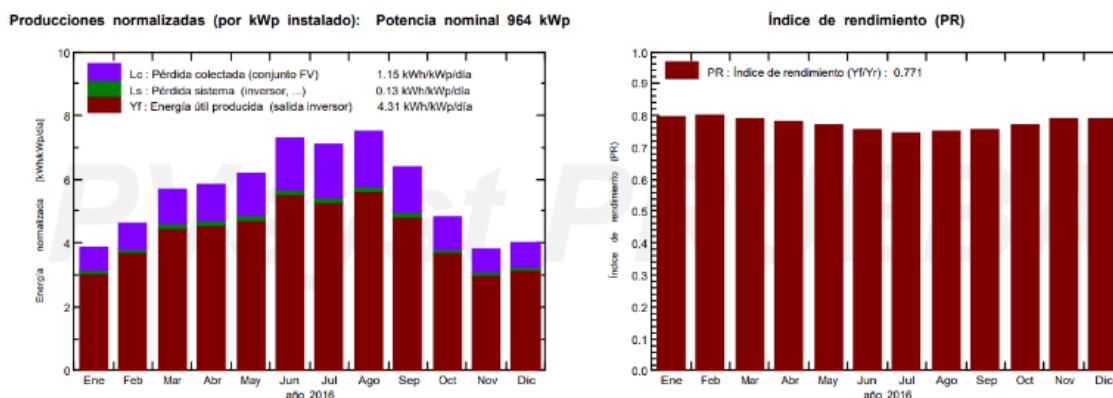


Figura 1.4.3.3.4. Curvas anuales de producción y del PR (ratio de eficiencia) de PVsyst.

1.4.3.4 Tipos de panel

Entre los paneles más comunes del mercado encontramos los siguientes tipos:

Tipo de célula	Eficiencia	Aspecto	Características
Silicio monocristalino	15...18 %		Estructura cristalina uniforme. Se fabrica en lingotes cilindricos de gran pureza que se cortan en obleas. Se gasta mucha energía en su construcción. Es el primer material en utilizarse industrialmente.
Silicio policristalino	12...14 %		Estructura cristalina no uniforme. Se fabrica en moldes rectangulares. Menor coste que el silicio monocristalino.
Silicio amorfo	6...9 %		Estructura no cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Se puede depositar como una capa muy fina en muchos tipos de soportes, incluso flexibles. Bajo coste de fabricación.

Tabla 1.4.3.4.1. Tipos más utilizados de células solares. [3]

Los paneles más empleados actualmente, son los paneles de silicio policristalino, debido a su menor coste de producción. Sin embargo, las técnicas de producción de los paneles monocristalinos, están logrando abaratar los costes. [3]

Los paneles de silicio amorfo, son caracterizados por su gran flexibilidad y adaptabilidad a cualquier superficie y material. Si bien su eficiencia es considerablemente baja, se comportan muy bien ante las temperaturas. Esta tecnología se usa más frecuentemente, en aplicaciones portables y plegables, de módulos fotovoltaicos.

1.4.4 Situación en España

La historia de la energía solar fotovoltaica en España es una gran prueba de las incapacidades del gobierno de gestionar los recursos del país. Si bien España ha sido uno de los primeros países del mundo, en investigar a cerca de esta tecnología, se sufrió un gran parón en su implantación y desarrollo (*Figura 1.4.4.1*):

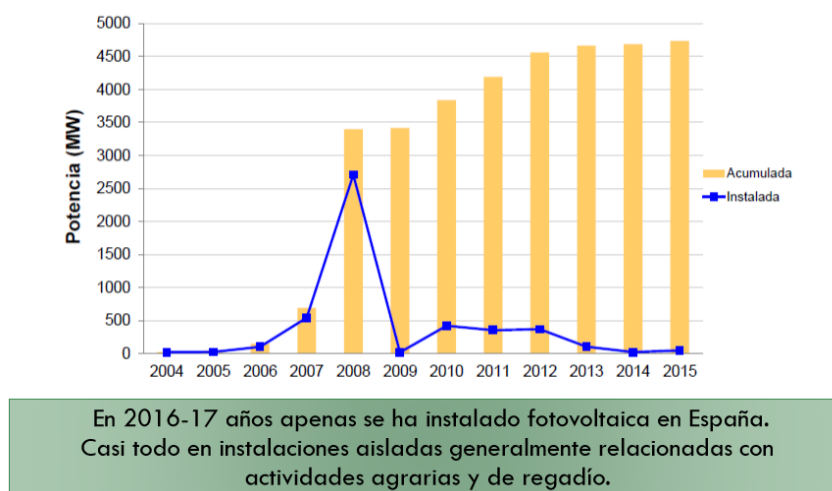


Figura 1.4.4.1. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España de 2004 a 2015. [3]

Para comprender la situación actual, se ha de realizar una breve recapitulación de las diferentes regulaciones por las que ha pasado este sector [7]:

- **Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración**

En este Real Decreto se establece la retribución de energía vertida y, en caso de que no se participe del mercado de producción, reciben un complemento en función de la energía reactiva cedida. Además, establece que las primas deberán ser actualizadas cada año y revisadas cada cuatro años. Para instalaciones fotovoltaicas, se aplicarán las primas hasta que haya instalados 50 MW en España.

- **Real Decreto 436/2004, por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.**

Se define la revisión de las tarifas, primas e incentivos, cada cuatro años, a partir de 2006. Se deroga el anterior Real Decreto. Para instalaciones de hasta 100 kW se da una retribución del 575% de la TMR (Tasa Media o de Referencia) durante los primeros años y luego el 80% durante la vida de la instalación. Estas condiciones se mantendrán hasta que haya instalados 150 MW en España.

- **Real Decreto – Ley 7/2006, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.**

Se desvincula la variación de las primas del régimen especial de la tarifa eléctrica media o de referencia (TMR). Se anuncia un cambio del marco regulador para los próximos seis meses. Durante este período se revisan diversos borradores que desestabilizan el sector.

- **Real Decreto 661/2007, se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.**

Define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos, se realizará cada 4 años a partir de 2010, en que se procederá a la primera revisión. Se deroga el RD 436/2004 de 12 de marzo. Se anula la retribución de las instalaciones con respecto a la TMR, y se indexa su retribución con respecto al Índice de Precios al Consumo (IPC). Estas condiciones se mantendrán hasta que se tengan instalados en España 371 MW.

A partir de septiembre de 2008, España sufrió un gran parón en la evolución de la fotovoltaica debido a las trabas administrativas que impuso el Estado. El acceso a la red eléctrica suponía la obtención de varios permisos por parte de la compañía eléctrica y de la administración.

Esto se puede ver en el **RD 900/2015** que establece “la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores”, lo que se traduce en un impuesto por el uso de la red para aquellas instalaciones que no estén totalmente aisladas. Esto es lo que se conoce como el “impuesto al Sol”, del cual están exentas las instalaciones de menos de 10 kW y las ubicadas en Canarias, Ceuta y Melilla (y con un cargo reducido en Mallorca y Menorca). Este impuesto incluye, además, a aquellas instalaciones con baterías que les permitan obtener un ahorro en la potencia instalada. [7]

Finalmente, a finales de 2018 se aprobó el **RDL 15/2018** el cual supone un gran avance y progreso en las instalaciones fotovoltaicas. Este decreto se resume en los siguientes puntos: [8]

- Se **anula el “impuesto al Sol”**: las instalaciones de autoconsumo están exentas de peajes y sólo se deberán pagar peajes en caso de vertido de energía excedente a la red.

- Se abre la puerta al **autoconsumo compartido**: instalaciones en las que participen varios consumidores y que estén conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.
- Se simplifica la clasificación de las instalaciones de autoconsumo de la Ley 24/2013 en las dos categorías siguientes:
 - Instalaciones de autoconsumo sin excedentes: hay que instalar un equipo anti-vertido para garantizar el flujo unidireccional.
 - Instalaciones de autoconsumo con excedentes: existirá el sujeto consumidor y el productor de electricidad y la instalación estará sujeta a procesos de legalización más complejo.
- Se simplificará la reglamentación, para la tramitación y legalización, de las instalaciones de autoconsumo sin excedentes hasta 100 kW, conectadas a baja tensión.
- No se necesitarán equipos de medida para generación neta y consumo neto (de un coste asociado de unos 1.200€ en el mejor de los casos)
- Se permite instalar más potencia solar que la contratada en la factura de luz.
- Se permite, para las instalaciones de Tipo 1, que el titular de las instalaciones de consumo sea distinto al titular de las instalaciones de consumo.
- Se permite contratar la potencia deseada, a parte de las potencias normalizadas.
- Se crea un registro administrativo, pero se simplifica la inscripción de las instalaciones.
- Se racionalizarán las sanciones al autoconsumo.

Gracias a todas estas medidas se lograrán acelerar y simplificar los trámites y las legalizaciones de las instalaciones, se acabará con los impedimentos que entorpecen el desarrollo de esta energía y se economizarán y se harán más rentables.

A lo largo del proceso de redacción de este TFG, se ha redactado el “Real Decreto del 5 de abril de 2019”: RD 244/2019 [9]. En este informe se habla de una “compensación simplificada de los excedentes”, que supondrá el descuento en la factura eléctrica, del valor de la energía vertida a la red. Este descuento, dependerá del momento del día en el que se entregue dicho excedente, pues el valor económico estará marcado por el periodo de la venta, ya que cada periodo horario se valora de manera distinta (*Tabla 4.1.2*).

Se habla de dos tipos generales de instalación: sin excedentes y con excedentes. Las instalaciones sin excedentes deberán garantizar el no vertido de energía, con inversores anti-vertido, generalmente. Dentro de las instalaciones con excedentes, se subdividen en dos categorías [10]:

- Modalidad con excedentes acogidos a compensación simplificada: en este caso, la comercializadora compensará en la factura eléctrica, el valor de la energía vertida a la red. A esta modalidad se acogerán las viviendas e instalaciones industriales de menos de 100kW.

- Modalidad con excedentes no acogida a compensación simplificada: a esta categoría pertenecen las instalaciones industriales de más de 100kW, cuyos excedentes serán vertidos a la red en régimen de venta, no de compensación. El precio de venta será establecido por la legislación vigente.

Las industrias con instalaciones de más de 15kW, deberán realizar ciertos trámites de acceso y conexión a la red eléctrica, que requiere cumplir con los requisitos establecidos en “Ley del Sector Eléctrico – LSE (Ley 24/2013, de 26 de diciembre)”. Estos trámites consisten en: remitir a la distribuidora eléctrica el proyecto de conexión; la realización de un *Informe de Condiciones Técnicas de Conexión*, por parte de la distribuidora, en el plazo de un mes; la adecuación en caso necesario del proyecto de conexión a las demandas de la distribuidora; y la formalización de un Contrato Técnico de Acceso. [10]

Este RD, supone una importante simplificación en la legalización de instalaciones solares.

2. Autoconsumo

2.1 Definición general

El término “autoconsumo” se refiere al consumo de energía eléctrica generada localmente, sin pasar por las redes de transporte o distribución. En este proyecto, se referirá a la energía auto-consumida, a aquel consumo de electricidad que se pueda cubrir con la instalación fotovoltaica.

El “Balance Neto”, hace referencia a aquellas instalaciones que destinan su producción para consumo propio, y la energía sobrante, se inyecta a la red. Si bien este término tampoco exige una generación a partir de fuentes renovables, en este *TFG* se referirá, explícitamente, a producción fotovoltaica.

Existen dos tipos de balance neto [10]:

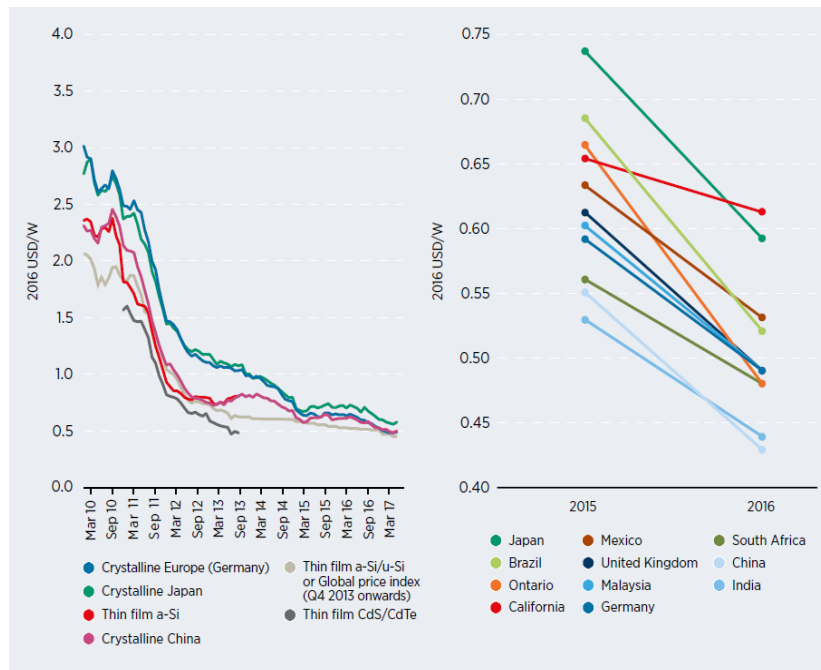
- Remuneración simplificada: se compensan los excedentes con futuros consumos de la red.
- Remuneración no simplificada: se remuneran los excedentes vertidos a la red

Para considerar la rentabilidad de la compensación o venta de los excedentes, habrá que evaluar si es necesaria la realización de los trámites de acceso y conexión a red. Esto se dará en caso de que la instalación sea superior a 15kW instalado. En esa situación se tendrá que estudiar si la compensación vale la pena o no.

2.2 Ventajas e inconvenientes

Las ventajas del autoconsumo fotovoltaico son numerosas:

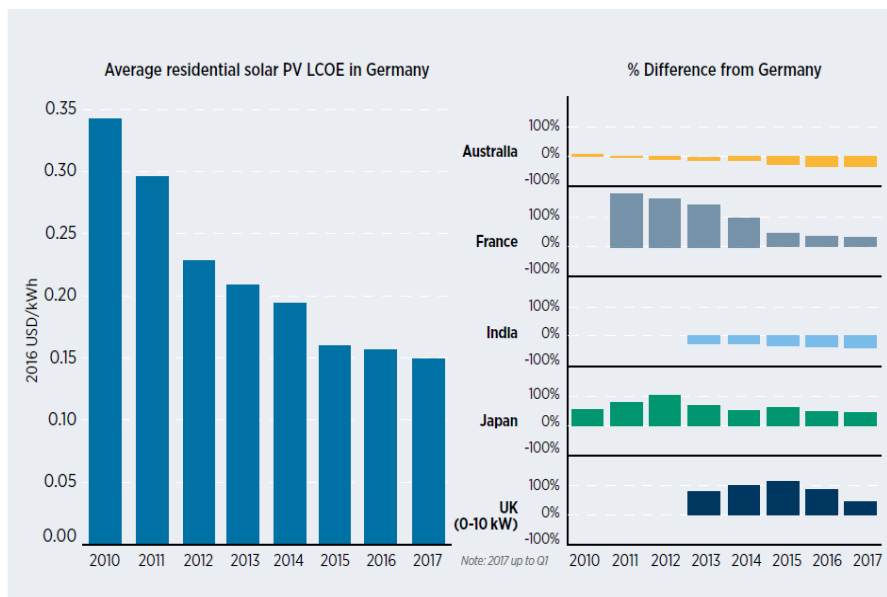
- El gran ahorro energético que se puede lograr en la factura de electricidad. La cobertura de consumo dependerá del volumen de energía consumido y de la potencia instalada, pero suele rondar de entre los 10-45%. [2]
- El ahorro en potencia debido a la potencia instalada en la cubierta, lo que permite reducir la potencia contratada con la comercializadora.
- Se trata de una tecnología barata, ya que los paneles se fabrican a partir de silicio, que es el material más abundante en la corteza terrestre. Además, los costes de producción han bajado considerablemente en los últimos 10 años, como se puede ver en los datos recogidos por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA); *Figuras 2.2.1, 2.2.2 y 2.2.3:*



Source: GlobalData, 2017; pvXchange, 2017; Photon Consulting, 2017.

Figura 2.2.1. Evolución de los costes de las tecnologías de los módulos y sus fabricantes de marzo 2010 a mayo 2017 (izquierda). Media anual de los precios de los módulos del mercado en 2015 y 2016 (derecha). [11]

Figure 3.13 Levelised cost of electricity from residential PV: Average differentials between Germany and other countries, 2010-2017.



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Figura 2.2.2 Evolución de los costes nivelados de la energía fotovoltaica residencial en Alemania desde 2010 hasta 2017 (izquierda). Diferencia porcentual con Alemania de dicho coste (derecha). [11]

Figure B3.1 Commercial solar PV total installed cost and levelised cost of electricity by country or state, 2009-2017

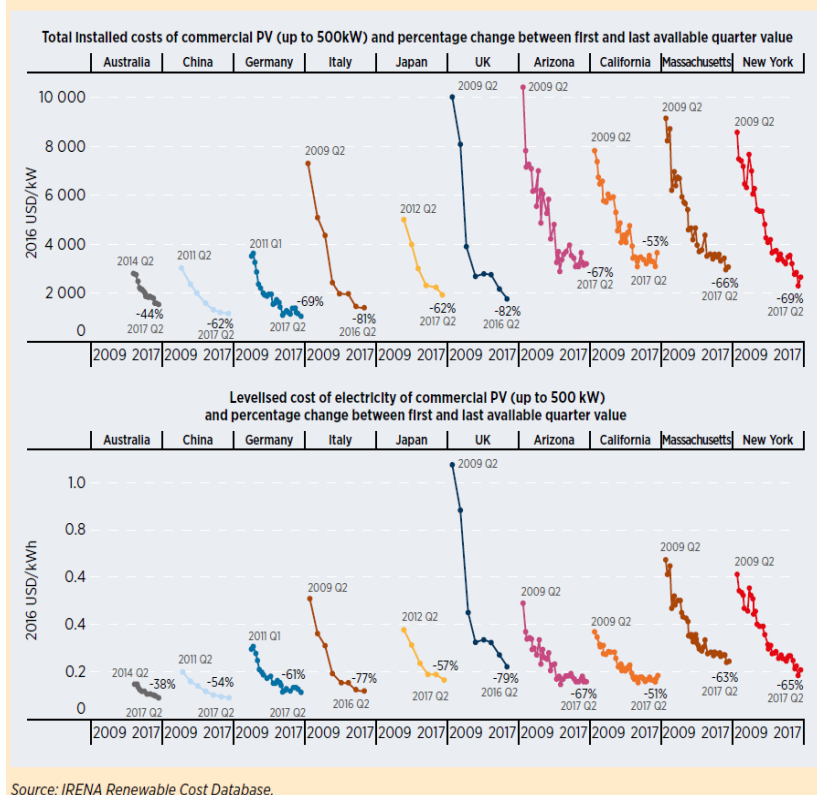


Figura 2.2.3. Costes totales de las instalaciones fotovoltaicas comerciales de 2009 a 2017 (arriba). Coste nivelado de la energía fotovoltaica comercial de 2009 a 2017 (abajo). En ambos casos, los porcentajes representan la diferencia entre 2009 y 2017. [11]

- Dado a lo económica que es la tecnología y el ahorro que proporciona, será fácil de amortizar.
- Se trata de una energía limpia, libre de emisiones y de contaminación acústica. Ayuda a reducir la demanda de los combustibles fósiles, y a promover la transición hacia una mayor sostenibilidad e independencia, a nivel particular e individual.
- La implantación de esta tecnología en el sector industrial, residencial y empresarial, genera un gran descenso de la demanda energética a nivel nacional, impulsa el desarrollo de la tecnología con iniciativas como la integración arquitectónica, y ayuda al cumplimiento de los niveles de emisiones del país.
- Debido a la cercanía entre los puntos de generación, transformación (si necesaria) y consumo, logran reducir las pérdidas en la red de transporte y distribución.
- Gracias a esta centralización, es posible crear zonas aisladas de generación a las que no pueda alcanzar la red, impulsando la inversión privada y ayudando a aquellos con menos recursos.

Como se puede observar, la lista de beneficios es numerosa, sin embargo, hay que comentar algunos inconvenientes de esta tecnología:

- El principal y más obvio inconveniente, es la impredecibilidad meteorológica, ya que, en caso de días nublados, habrá una caída en la producción energética. Dado a que los cálculos se efectúan empleando un porcentaje de pérdidas por nubosidad, el tener un año irregular e inesperado, se reflejaría en el porcentaje energético ahorrado, que no será muy significativo. Sin embargo, es posible que no se pueda abarcar la demanda en potencia si se hubiese firmado una reducción de esta con la comercializadora.
- En adición al factor anterior, dada la dependencia de la actividad solar para generar electricidad, no se podrá disponer de ella en horario nocturno. Esto puede generar la necesidad de añadir un sistema de acumulación de energía, lo cual encarece la inversión considerablemente.
- Las compañías energéticas son exigentes con la producción vertida a la red y exigen un suministro de calidad, pues suponiendo que un gran porcentaje de consumidores de la red pasen a ser también generadores, se sufrirá de una mayor inestabilidad, con flujos bidireccionales, problemas de seguridad de la instalación, etc.
- Finalmente, se ha de añadir, el gran inconveniente que supone la legalización y los trámites administrativos para la puesta en marcha de las instalaciones. Aunque se está trabajando hacia la simplificación del sistema, esto supone una gran traba para el impulso de esta tecnología.

2.3 Situación actual

Como se ha explicado con anterioridad, la energía fotovoltaica ha sufrido grandes adversidades en este país gracias a las trabas administrativas y burocráticas. Si se compara el desarrollo de los países más influyentes de Europa, se puede apreciar una gran retención y estancamiento en España (*Figura 2.3.1*):

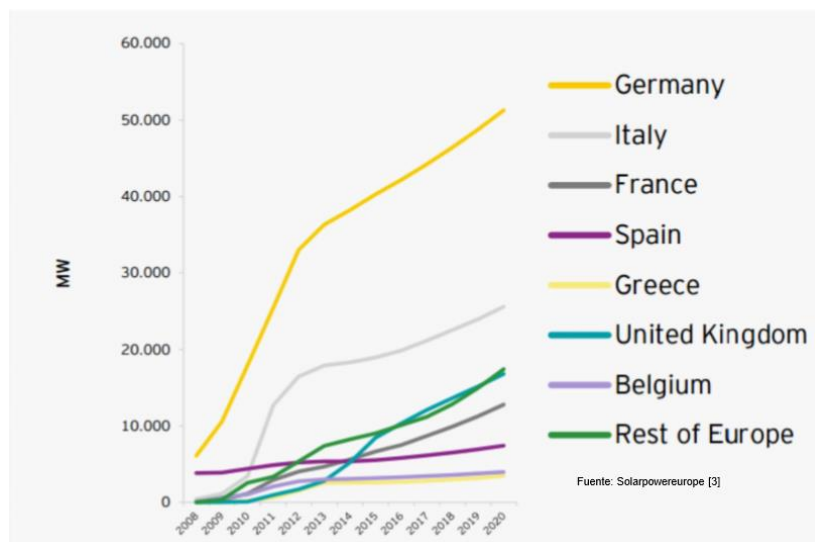


Figura 2.3.1. Potencia instalada en Europa de 2008 a 2020 (últimos años según la tendencia). [3]

Según los datos de los últimos años respecto a potencia instalada en España, en 2018 se instalaron 261,7 MW lo cual supone el un incremento del 94% respecto a 2017, en el que se instalaron 135 MW. En la *Figura 2.3.1* se puede apreciar una progresión muy débil comparada con el resto de países europeos. La potencia instalada en España supone un 3% de los 8,5 GW instalada en Europa. [12]

En cuanto al *mix* energético en España, la cobertura que proporcionó la fotovoltaica en 2017 es de un 3,1% de la demanda con 4,4 GW de potencia instalados (*Figura 2.3.2*):



Figura 2.3.2. Mix energético en España en 2017. [3]

No obstante, gracias a la nueva reglamentación, a la caída de costes de fabricación de los paneles fotovoltaicos, a las políticas de descarbonización, a los protocolos de contaminación y a la subida del coste de la electricidad, se espera un aumento considerable de la potencia instalada en España, en los próximos años. El autoconsumo se está viendo impulsado por las empresas comercializadoras de electricidad, las cuales

fomentan la instalación de esta tecnología con vistas al ahorro del cliente en su consumo anual de electricidad. [1]

2.4 Marco legal

En cuanto al marco legal actual, la reglamentación vigente en el momento es el *RD 224/2019* junto con el *RDL 15/2018*, los cuales han quedado resumidos y explicados en la sección 1.4.4 del *TFG*. [8], [10]

2.5 Estado de las tecnologías

En este apartado se describen los diferentes componentes de una instalación fotovoltaica con su respectivo esquema explicativo: [13]

- **Sistemas generadores:** en este tipo de instalaciones, son los sistemas encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica.
- **Sistemas de regulación:** se encargan de asegurar el correcto funcionamiento de la instalación y de verificar que se maximice el rendimiento. Son aquellos equipos de tele-medida, que permiten la monitorización de la instalación a distancia, y de los dispositivos de protección, que aportan información sobre cualquier fallo o inconveniente. También se incluyen los equipos de regulación de carga y descarga, en el caso de que se empleen sistemas de acumulación.
- **Sistemas de acumulación:** estos tienen la función de acumular la energía eléctrica en el caso de que no pueda, o no se quiera, usar en el momento. Es una parte importante de las instalaciones fotovoltaicas, pues estas dependen de la actividad solar. Sin embargo, es una tecnología costosa a día de hoy, lo que la hace poco atractivo en un análisis de viabilidad económica de una instalación fotovoltaica. [2]

Los equipos de acumulación se basan en baterías de diferentes tipos. Actualmente, las más empleadas son las de *ion-litio*.

- **Sistemas de protección:** estos sistemas protegen a la instalación frente a cortocircuitos, sobretensiones, sobrecorrientes y derivaciones a tierra. Tienen la capacidad de parar la instalación ante una adversidad.

- **Sistemas de inversión/conversión:** se encargan de transformar o modificar la energía generada para poder operar con ella, ya que cotidianamente, se emplea la electricidad de corriente alterna, y los paneles generan corriente continua.
- **Punto frontera o punto de conexión:** es el punto de conexión y separación entre el consumidor y la red eléctrica. Por supuesto, este punto sólo se considera en instalaciones de balance neto o plantas de producción. En sistemas aislados no existe tal punto.
- **Equipos de medida:** elementos encargados de medir la energía consumida tanto de los paneles propios como de la red. También medirá la energía vertida a la red. Según el RDL 15/2018, ya no son de obligatoria instalación para generación neta y consumo neto.
- **Transformador:** se encarga de la alteración del nivel de tensión de la electricidad a los niveles requeridos por la red de transporte y distribución. Estos transformadores eran de obligatorio uso para instalaciones de más de 100kW, lo que encarecía enormemente la instalación (aproximadamente 100.000€). Con los nuevos reglamentos, algunas distribuidoras, obligan a la instalación de la protección 59N, que es un relé de máxima tensión homopolar (de aproximadamente 4.500€). En muchos casos, con instalar un inversor con anti-vertido será suficiente. Estas nuevas medidas mejoran enormemente la rentabilidad de las instalaciones. [2]

En la *Figura 2.5.1*, se puede apreciar la estructura de una instalación fotovoltaica conectada a red con los componentes mencionados anteriormente:

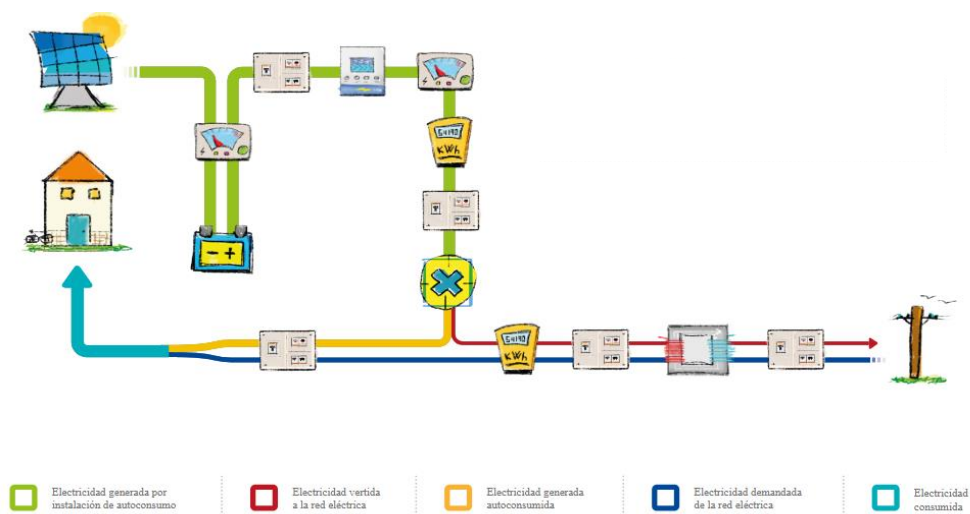


Figura 2.5.1. Esquema de una instalación conectada a red con baterías. [13]



Figura 14. Aclaración de los componentes del esquema anterior. [13]

3. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO PARA UNA EMPRESA

Como ya se ha comentado anteriormente, la energía fotovoltaica da una gran opción a las empresas a obtener ahorros sustanciales en el consumo. En estos próximos años, múltiples negocios van a optar por esta tecnología, aumentando considerablemente la potencia instalada en España. Para demostrar el potencial que ofrece esta tecnología, se va a realizar un estudio de viabilidad técnico económico para una empresa en concreto y, al mismo tiempo, se van a comparar tres softwares de cálculo (*PVSyst*, *PVGIS* y *SAM*) para establecer unas conclusiones sobre los mismos.

El caso a analizar, es el de una empresa de Betxi, Castellón. La concreta elección de esta empresa, se debe a la disposición de los datos de consumo de energía y potencia, gracias al cursado de unas prácticas curriculares en la comercializadora *Total Gas y Electricidad*. La disposición de estos datos, permite un estudio realista de la situación del cliente, pudiendo obtener los cálculos de ahorro energético sobre las curvas reales de consumo del cliente, y al mismo tiempo, permite emplear precios y valores económicos muy semejantes a la realidad.

Además, se cuenta con el apoyo de profesionales especializados en el sector, en concreto con el proveedor de instalaciones fotovoltaicas *Aresol*, que amablemente, ha proporcionado información de alta relevancia para determinados cálculos económicos de la instalación.

Dicho esto, se procederá a realizar unos cálculos manuales para el emplazamiento disponible. Posteriormente, se compararán dichos resultados con los cálculos de los diferentes softwares para finalmente obtener un estudio de viabilidad económica completo.

3.1 Diseño de la instalación

3.1.1 Características de la ubicación

Para la empresa seleccionada, los datos de ubicación geográfica del emplazamiento son:

- Latitud: 39° 55' 38.712'' N (39.927420)
- Longitud: 0° 12' 50.133'' O (-0.213926)

Para analizar la ubicación de la empresa, y los lugares posibles donde ejecutar la instalación, se va a recurrir a las imágenes tomadas de *Google Maps* (Figuras 3.1.1.1, 3.1.1.2 y 3.1.1.3):

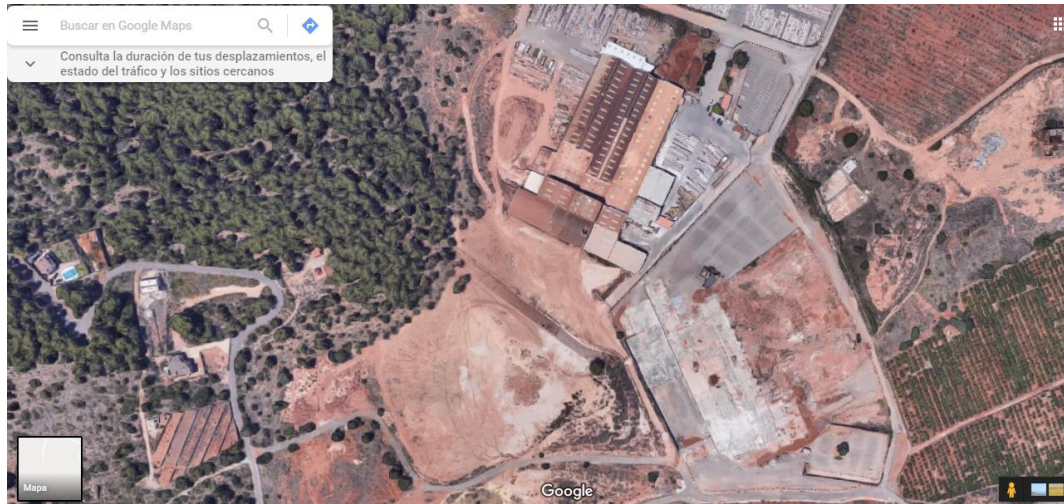


Figura 3.1.1.1. Fotografía aérea de la ubicación de la empresa (Google Maps).

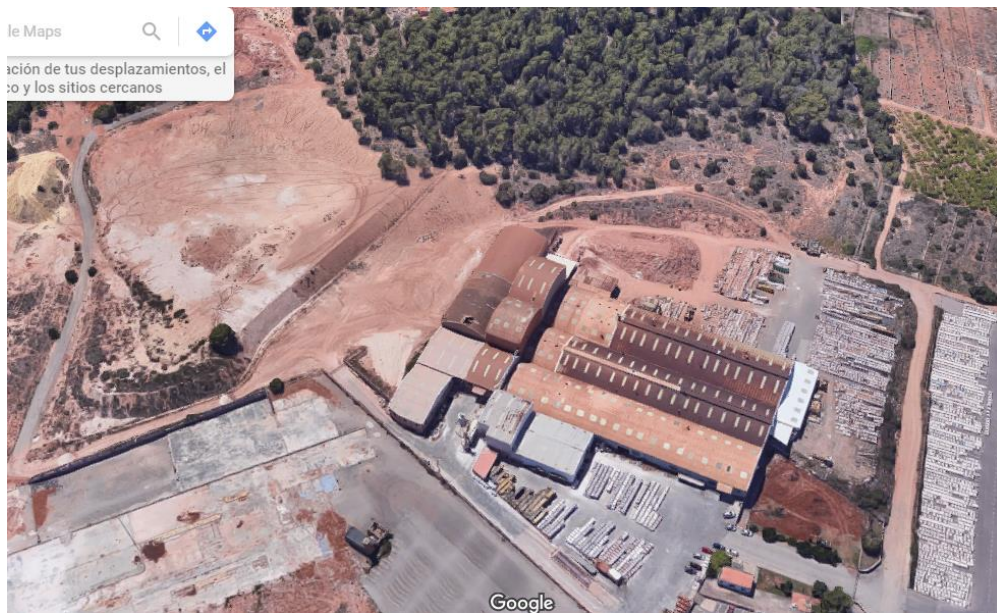


Figura 3.1.1.2. Fotografía aérea 3D de la empresa (Google Maps).

Como se puede observar en la *Figura 3.1.1.2*, los tejados disponibles son curvados, lo que dificultaría enormemente la instalación. Tras una conversación con los propietarios, se ha visto que existe un terreno colindante con la nave, que pertenece a la empresa, y que sería un lugar idóneo para instalar los paneles. De esta manera se estudiará el caso más viable para ese terreno disponible (*Figura 3.1.1.3*):



Figura 3.1.1.3. Fotografía aérea del terreno colindante disponible para la instalación. (Google Maps)

3.1.2 Equipamiento de la instalación fotovoltaica

En primer lugar, se llevará a cabo un estudio a mano de las posibilidades de la instalación, para el emplazamiento escogido y para el terreno disponible. Para la realización de los cálculos, se tendrán en cuenta los conocimientos adquiridos en la universidad [3], en las prácticas curriculares [1], y se contará con ayuda de profesionales del sector [2].

- Número de módulos:

Gracias a la herramienta *CalcMaps*, se puede obtener el área total del terreno donde se va a ejecutar la instalación:

Donde k es un factor adimensional que se emplea para añadir el efecto de las sombras según la latitud de la instalación.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 3.1.2.1. Valores de k en función de la latitud. (IDAE) [15].

De la *Tabla 3.1.2.1*, se obtiene, para una latitud de 40°, un valor aproximado de $k=2,6$. Para obtener la altura h es necesario saber el ángulo de inclinación óptimo de los paneles para dicha ubicación. Esta inclinación se puede obtener fácilmente gracias a la herramienta de cálculo *Retscreen 4* (*Figura 3.1.2.3*):

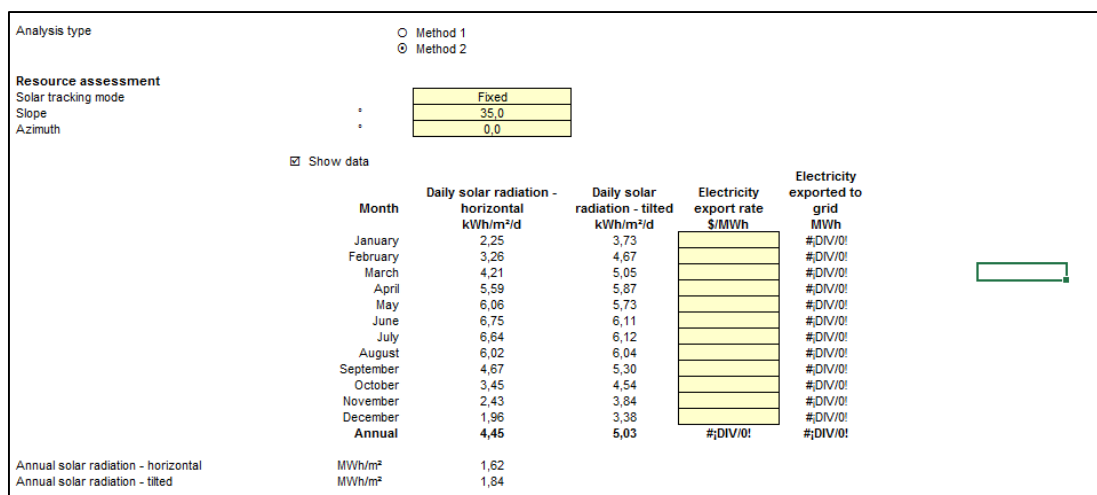


Figura 3.1.2.3. Cálculos de Retscreen 4 para la inclinación óptima.

En la *Figura 3.1.2.3*, se muestra el resultado de las iteraciones, para la obtención del ángulo de inclinación, que maximice la irradiación sobre los paneles. En dicha iteración, hay que buscar un ángulo que proporcione la mejor relación entre la irradiación de verano e invierno. Tras varias pruebas se obtiene un valor óptimo de 35°.

Las dimensiones del panel escogido (se explicará la elección posteriormente) son: 1,96m x 0,99m x 0,039m (largo, ancho y espesor respectivamente).

Para obtener la altura h , de la *Figura 3.1.2.2*, hay que aplicar trigonometría simple:

$$h = L \operatorname{sen} \alpha = 1,12\text{m}$$

Por lo tanto, se obtiene que:

$$d = h \cdot k = 2,9m$$

Para obtener la distancia total que ocupa el panel, hay que sumar la proyección sobre la horizontal:

$$d_{total} = d + L \cdot \cos 35^\circ = 4,5m$$

Por lo tanto, como el ancho del panel es 1m aprox.:

$$A_{módulo} = 4,5 \cdot 1 = 4,5 m^2$$

Este es el área que ocupa un módulo fotovoltaico considerando el sombreado que este llega a producir. Para saber el número de paneles que se pueden instalar en dicho terreno, se divide el área total del terreno por el área de cada panel:

$$N_{módulos, Tot} = \frac{A_{Total}}{A_{módulo}} = \frac{12.875}{4,5} = 2.861 \text{ paneles.}$$

La potencia total que tendrá la instalación, es igual al producto del número de paneles por la potencia de cada panel:

$$P_{Total} = 972,74 \text{ kWp}$$

- **Tipo de módulo:**

Para la selección del módulo más apropiado, hay que tener en cuenta varios factores como: potencia, precio, garantía, vida útil, etc.

Para un proyecto de estas dimensiones, y consultando con profesionales del sector, se ha elegido un panel de alta potencia y fiabilidad y que ofrece unos precios asequibles: *CANADIAN SOLAR CS6U 340P*. (datasheet [14]) [2].

Canadian Solar es una marca fiable que lleva vendiendo módulos fotovoltaicos desde 2001, con 15GW instalados en el mundo. Aseguran una buena eficiencia de

célula (17% aprox.) y una garantía de funcionamiento de 25 años. La garantía del fabricante por posibles fallos de fábrica o desperfectos es de 10 años.

La elección de un módulo de 340Wp, se debe a que este tipo de módulos son muy demandados actualmente, esto se traduce en precios de producción más económicos que otros modelos. Por lo tanto, es más económico instalar un gran número de estos módulos, que instalar un menor número de módulos de mayor potencia. [2]

- **Tipo de inversor**

En el caso del inversor, se ha seleccionado el inversor *INGECON SUN 3PLAY 100 TL* de una potencia de 110kW (*datasheet* [15]).

La elección de este inversor se debe mayormente a la potencia total de la instalación, ya que es un inversor de alta potencia de salida en corriente alterna. Además, no requiere de cable neutro, pudiendo ahorrar hasta un 20% de cableado AC. Estos inversores tienen un diseño robusto con envoltorio de aluminio. El fabricante da una garantía de 5 años ampliable a 25 años. Por otro lado, incluye monitorización a distancia que facilita mucho las tareas de seguimiento y mantenimiento.

De nuevo, el factor más influyente para esta decisión, es la gran demanda de este tipo de inversores, generando economías de escala, y reduciendo los costes de producción de los mismos. [2]

Como la instalación consta de 2.861 paneles de 340Wp, necesitaremos un número de inversores: $2861 \text{ mod } 340 \text{ W} / 110.000 \text{ W} = 8,84$ es decir, 9 inversores.

- **Estructuración de la instalación**

Por último, queda saber cómo estructurar la instalación y qué número de paneles hay que colocar en serie y en paralelo. Para determinar dicha estructuración, hay que tener en cuenta las características del inversor, que es el que va a determinar, según su rango de tensiones de máxima potencia ($V_{\min\text{MPP}}$, $V_{\max\text{MPP}}$) y su corriente máxima, la cantidad de módulos que se podrán conectar en serie y en paralelo.

Además, otro factor a tener en cuenta es la corrección de la tensión y la corriente de los módulos debido a temperatura máxima y mínima, y a la irradiación máxima que se obtendrá a lo largo del año. Para ello se empleará la herramienta *PVGIS*, la cual proporciona los valores de dicha irradiación máxima y mínima a lo largo del año (*Figuras 3.1.2.4 y 3.1.2.5*):

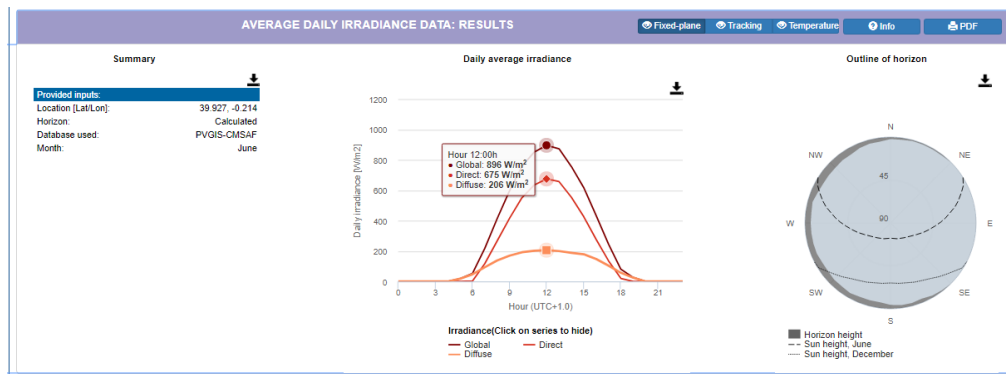


Figura 3.1.2.4. Resultado de PVGIS para la Irradiancia máxima (junio a las 12h).

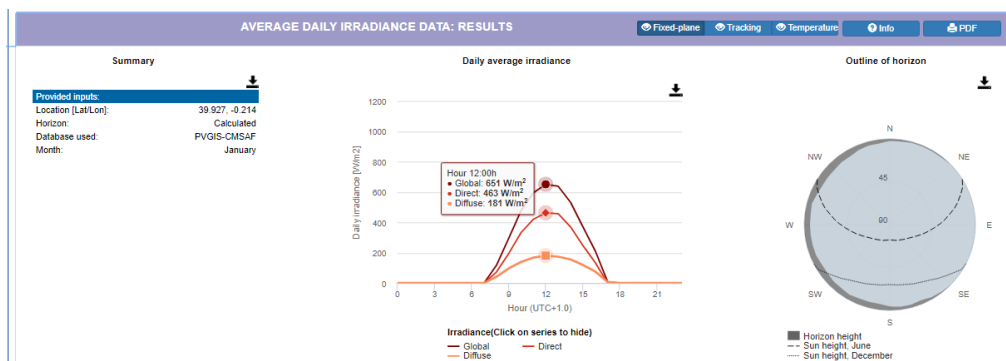


Figura 3.1.2.5. Resultado de PVGIS para la Irradiancia mínima (enero a las 12h).

Los resultados de la Irradiancia pues son:

$$G_{\text{Max}} (\text{junio}) = 896 \text{ W/m}^2$$

$$G_{\text{Min}} (\text{enero}) = 651 \text{ W/m}^2$$

Para obtener las temperaturas máximas y mínimas de la ubicación, se va a recurrir a la *Agencia Estatal de Meteorología Española*, para la estación de *Almassora, Castellón* (Figura 3.1.2.6 y Tabla 3.1.2.1):

**Gráfica y datos de temperaturas para la Estación Seleccionada.
Fuente AEMET-Opendata**

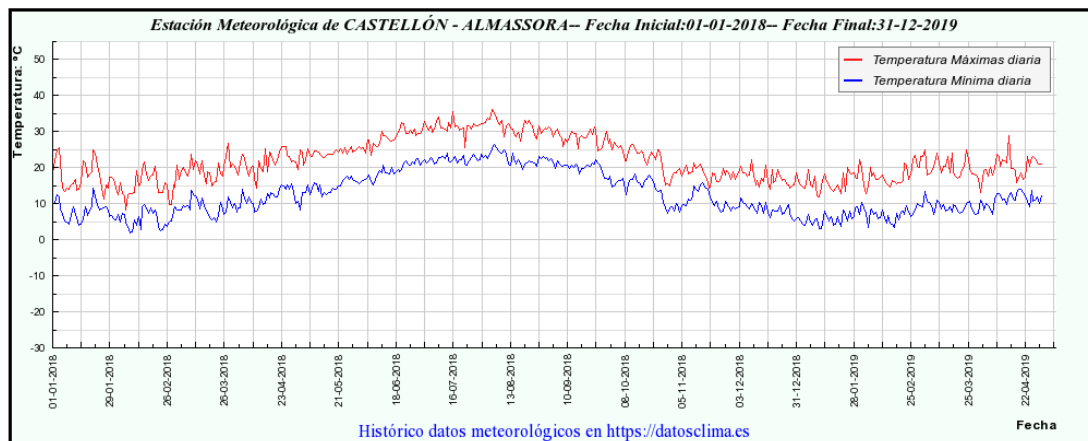


Figura 3.1.2.6. Registro de temperaturas máximas y mínimas de la AEMET para 2018.

Resumen de Valores de Temperatura máxima y mínima a lo largo del Periodo seleccionado:

CARACTERISTICA / VALOR	(Temperatura °C)	FECHA
Temperatura Máxima más alta Registrada:	36.2	04-08-2018
Temperatura Máxima más baja Registrada:	8.1	06-02-2018
Temperatura Mínima más alta Registrada:	26.5	05-08-2018
Temperatura Mínima más baja Registrada:	2.0	08-02-2018
Mayor diferencia de temperaturas en un mismo día (Tmax-Tmin):	16.6	14-04-2019
Mayor ascenso de temperaturas Máximas en 24 h:	7.7	entre 11-04-2018 y 12-04-2018
Mayor ascenso de temperaturas Mínimas en 24 h:	6.3	entre 13-02-2018 y 14-02-2018
Mayor descenso de Temperaturas máximas en 24h:	8.9	entre 14-04-2019 y 15-04-2019
Mayor descenso de Temperaturas mínimas en 24 h:	4	entre 03-02-2019 y 04-02-2019

Tabla 3.1.2.1. Resumen de los valores de temperaturas máximas y mínimas para 2018 (AEMET).

De la *Tabla 3.1.2.1* se pueden extraer las temperaturas más extremas que se usarán para el cálculo de la temperatura de las células.

$$T_{\text{Máxima}} (\text{Agosto}) = 36.2^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{Mínima}} (\text{Febrero}) = 2^{\circ}\text{C}$$

Para obtener la corrección de la tensión máxima del panel para las temperaturas máximas y mínimas se empleará la siguiente fórmula:

$$V_{oc} = V_{oc, \text{cem}} \left(1 + \frac{\beta}{100} (T_c - T_{c, \text{cem}}) \right) \quad (2)$$

$$V_{mp} = V_{mp, \text{cem}} + V_{oc, \text{cem}} \frac{\beta}{100} (T_c - T_{c, \text{cem}}) \quad (3)$$

Donde:

V_{oc} : tensión de circuito abierto. [V]

$V_{oc, cem}$: tensión de circuito abierto en condiciones estándar de medida (45,9V).

V_{mp} : tensión de máxima potencia. [V]

$V_{mp, cem}$: tensión de máxima potencia en condiciones estándar de medida (37,6V)

β : coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto (-0,29 %/°C).

T_c : Temperatura de célula. [°C]

$T_{c, cem}$: Temperatura de célula en condiciones estándar de medida (25°C).

Para ello es preciso calcular primero la temperatura que alcanzará la célula en esas condiciones máximas según la fórmula (4):

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{T_{ONC} - 20^{\circ}C}{800 W/m^2} \quad (4)$$

Donde:

T_c : Temperatura de célula a obtener. [°C]

T_a : Temperatura ambiente puntual. [°C]

G : Irradiancia puntual (*Figura 3.1.8*) [W/m²]

T_{ONC} : Temperatura de operación nominal de la célula (para este modelo de panel: 43°C).

Por lo tanto, se obtienen las siguientes temperaturas de célula:

$$T_{c, max} = 61,96^{\circ}C \cong 62^{\circ}C$$

$$T_{c, min} = 20.71^{\circ}C \cong 21^{\circ}C$$

Se ha de aclarar que se han tomado las temperaturas mínimas de febrero y la irradiancia mínima de enero, porque son los valores mínimos obtenidos en cada base de datos. Se aceptará esta estimación, ya que, obteniendo un resultado lo más extremo posible, se diseñará un sistema con un mayor coeficiente de seguridad.

La tensión corregida que se obtiene es:

$$V_{oc,max} = 46,43 \text{ V}$$

$$V_{mp,min} = 32,67 \text{ V}$$

$$V_{mp,max} = 38,13 \text{ V}$$

Como se puede apreciar, el aumento de las temperaturas afecta negativamente al funcionamiento de los módulos, reduciendo la tensión máxima que son capaces de generar. Al mismo tiempo, si la temperatura de la célula es inferior a la $T_{c,cm}$ la tensión aumentará, por lo que hay que procurar que no supere los límites máximos.

El estudio de la $V_{oc,max}$ se realiza para calcular la tensión máxima de la rama, la cual no debe superar la tensión máxima del inversor y evitar así posibles problemas de sobretensión.

Las V_{mp} máxima y mínima darán el rango de tensión para que se cumplan los límites de seguimiento *MPPT*.

Para obtener la corrección de la corriente para la irradiación y la temperatura máxima, se va a emplear la siguiente fórmula:

$$I_{SC,Mod,Tmax,Gmax} = I_{SC,Mod,cm} \frac{G_{Max}}{G_{cm}} \left(1 + \frac{\alpha}{100} (T_{c,max} - T_{c,cm}) \right) \quad (5)$$

Donde:

$I_{SC,Mod,Tmax,Gmax}$: corriente de corto circuito del módulo corregido para la temperatura e irradiación máxima. [A]

$I_{SC,Mod,cm}$: corriente de corto circuito en condiciones estándar de medida (9,62A)

G_{Max} : irradiancia máxima anual. [W/m²]

G_{cm} : irradiancia en condiciones estándar de medida (1000W/m²).

α : coeficiente de temperature para I_{sc} (0,05 %/°C).

$T_{c,max}$: temperatura máxima de celda. [°C]

Sustituyendo los valores en la fórmula se obtiene una corriente corregida tal que:

$$I_{SC,Mod,Tmax,Gmax} = 8,78 A$$

Lo cual, confirma el perjuicio de una reducción de la irradiación sobre los módulos, disminuyendo así la corriente máxima de los mismos.

Una vez corregidos los parámetros de los módulos, se ha de calcular el número de módulos que se pueden conectar en serie para cada inversor. Para ello es preciso conocer el rango de tensiones en las que el inversor puede mantener el punto de máxima potencia. Esta información se suele encontrar en las hojas de información del inversor que nos proporciona el fabricante:

$$Rango\ de\ tensión\ VMPP = 627 - 850 V$$

Para obtener el número de módulos en serie más apropiado habrá que tener en consideración dos parámetros limitantes. Como ya se ha explicado, uno de ellos es la tensión de vacío de los módulos (V_{oc}), ya que, si esta se supera, puede haber problemas de sobretensión. Por otro lado, hay que lograr que se respeten los límites de seguimiento del *MPPT*, lo que se calculará con la tensión de máxima potencia de los módulos (V_{mp}):

Cálculo para evitar sobretensiones:

$$Ns, max = \frac{1100}{46,43} = 23,69 \cong 23\ paneles$$

$$Ns\ min, MPP = \frac{V_{Min,MPP}}{V_{mp,min}} = \frac{627}{32,67} = 19,19 \cong 20\ paneles$$

$$Ns\ max, MPP = \frac{V_{Max,MPP}}{V_{mp,max}} = \frac{850}{38,13} = 22,29 \cong 22\ paneles$$

Para obtener el número máximo de ramas de módulos, que se pueden conectar en paralelo para cada inversor, simplemente hay que dividir la corriente máxima del inversor entre la corriente máxima de los módulos corregida (siendo N_p el número de ramas en paralelo):

$$Np, max = \frac{I_{max INV}}{I_{SC, corregida}} = \frac{185}{8,78} = 21,07 \cong 21\ strings$$

Sin embargo, el factor más limitante es el de la tensión, pues estar en el punto de máximo funcionamiento es lo más conveniente para la generación. Por lo que es recomendable calcular el número de ramas por inversor, óptimas, a partir del número óptimo de módulos en serie. Para ello hay que hacer un simple cálculo iterando para 20, 21 y 22 módulos en serie contando con la potencia del inversor (110kW) y la potencia máxima de los módulos(340Wp), siendo N_s la variable:

$$N_p \leq \frac{P_{INV}}{N_s \cdot P_{Mod}}$$

Si $N_s = 20$; $N_p < 16,18 \cong 16$ ramas por inversor.

Si $N_s = 21$; $N_p < 15,4 \cong 15$ ramas por inversor.

Si $N_s = 22$; $N_p < 14,7 \cong 14$ ramas por inversor.

Ahora, hay que verificar que los números sean coherentes con la estimación inicial de paneles totales. Para ello se han de multiplicar el número de módulos en serie por el número de módulos en paralelo, y todo ello por el número de inversores (ya que el inversor escogido sólo tiene una entrada).

$$N_{Mód.Tot} = N_s \cdot N_p \cdot N_{INV}$$

Si $N_s = 20$; $N_p = 16$; $N_{Mód.Tot} = 2880$ módulos, lo cual es superior al espacio disponible.

Si $N_s = 21$; $N_p = 15$; $N_{Mód.Tot} = 2835$ módulos; cumple con la restricción de espacio.

Si $N_s = 22$; $N_p = 14$; $N_{Mód.Tot} = 2772$ módulos; cumple con la restricción pero se perdería espacio y, por lo tanto, ahorro.

La disposición que más se ajusta al espacio disponible, es sin duda la segunda, ya que solo difiere en 26 módulos de la estimación inicial de módulos. Además, a la hora de ejecutar la instalación se podrían llevar a cabo ciertos ajustes instalando 22 módulos en alguna de las ramas, cosa que no superaría la potencia admisible del inversor.

Para el cálculo de estos ajustes, se puede emplear una fórmula en la que se obtenga el número máximo de filas en paralelo, por cada inversor, que puedan tener 22 módulos:

$$P_{Max \text{ por INV}} = (22 \cdot N_{p(22)} + 21 \cdot (15 - N_{p(22)})) \cdot 340 < 110kW \quad (6)$$

Iterando se obtiene que:

$$N_{p(22)} = 8 \text{ filas}$$

Esto significa que sólo se podrán instalar hasta un máximo de 8 filas de 22 módulos por inversor, sin superar su potencia máxima, por lo que se pueden repartir sin ningún problema entre todos los inversores.

Este cálculo se ha ejecutado para demostrar que la estimación inicial de paneles es viable de llevar a cabo. Sin embargo, ese déficit de paneles no se tendrá en cuenta para el cálculo con los diferentes softwares, ya que siguen métodos mucho más simples. Es decir que, para las simulaciones en los softwares, se empleará una disposición de 21 módulos en serie, por 15 ramas en paralelo por inversor, o 135 ramas en total (15·9 inversores).

Finalmente, en la *Figura 3.1.2.7*, se puede apreciar un ejemplo visual del resultado de la instalación:



Figura 3.1.2.7 Simulación 3D de la instalación final.

3.2 Estudio con 3 Softwares

Como se mencionó anteriormente, una de las intenciones detrás de este proyecto es el estudio y comparación de tres softwares diferentes de simulación de plantas

fotovoltaicas, con la intención de simplificar la elección del programa apropiado, para un proyecto determinado. También, se pretende facilitar una guía, para todo aquel que quiera simular una instalación para su vivienda o empresa.

En el desarrollo de este apartado, se explicará uno a uno el funcionamiento del software, de una manera genérica y simplificada, puntualizando los problemas encontrados y los puntos más interesantes de cada uno. Finalmente se ejecutarán las simulaciones para obtener sus respectivos cálculos de producción y técnicos.

3.2.1 PVsyst



Figura 3.2.1.1 Imagen presentación de PVsyst.

PVsyst es una fundación que nació con el objetivo de impulsar el desarrollo de la energía solar fotovoltaica, a través de un software que permitiera evaluar diferentes configuraciones y comparar los resultados, para identificar la mejor solución posible. Esta fundación busca la integración de países en vía de desarrollo, en modelos de desarrollo sostenible, especialmente en el uso de energías renovables. Gracias a los diferentes sistemas que contiene este programa, se pretende fortalecer la autonomía de las poblaciones con difícil acceso a los recursos.

La versión que se va a emplear en este trabajo, es la versión 6.81.

- Ejecución del programa

Una vez descargado el programa, se accede al menú de inicio para la iniciación del proyecto. En él, sólo se pueden encontrar modelos fotovoltaicos, pues es el único tipo de instalación que el programa trabaja, lo cual facilita el comienzo.

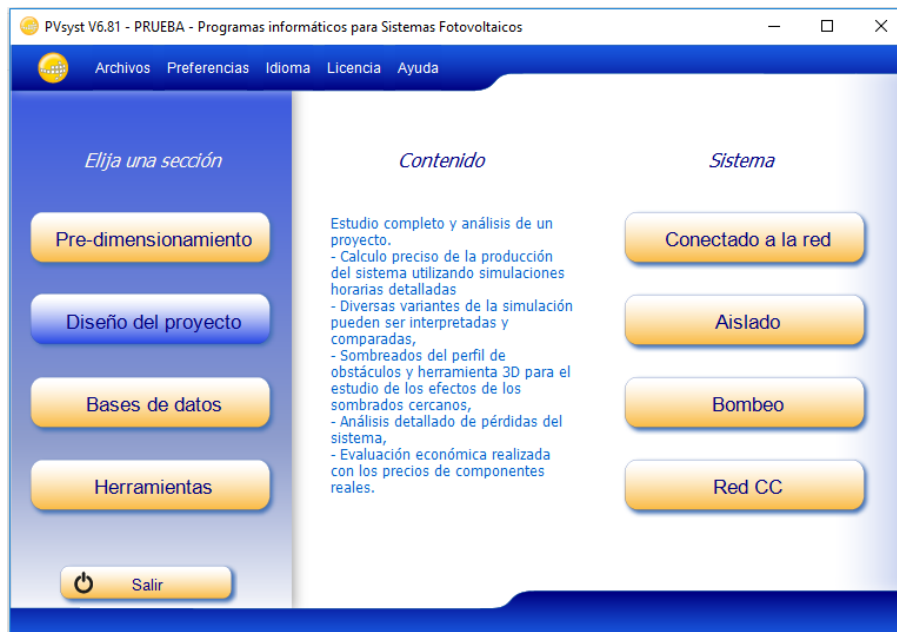


Figura 3.2.1.2. Menú principal de PVsyst.

Como podemos ver en la *Figura 3.2.1.2*, el programa ofrece realizar un pre dimensionamiento, o directamente un diseño detallado del proyecto; también muestra una breve descripción de cada uno, para poder escoger el más conveniente. Dentro del diseño, existen cuatro posibilidades de las cuales se escogerá la conectada a red. En general se puede identificar cierta tendencia del programa, ya que, como bien explican en la web, uno de sus principios es el desarrollo en países con mayores dificultades, donde pueden llegar a necesitar bombeo para los pozos, o sistemas aislados de las redes eléctricas.

Una vez escogido el tipo de proyecto, se procede a la introducción de los datos según indique el programa. En la pantalla principal del proyecto (*Figura 3.2.1.3*), se pueden ver los distintos apartados del proyecto. En este caso, se muestra la simulación ya completada del mismo:

Proyecto: TFG.PRJ

Proyecto Sitio Variante

Designación del proyecto

Nombre archivo: **TFG.PRJ** Nombre proyecto: **V2**

Archivo del sitio: **Betri_PVGIS_SARAH_2005 a 2016.SIT** PVGIS SARAH hourly time series averages 0 Espana

Archivo Meteorológico: **Betri_PVGIS_SARAH_2016.MET** PVGIS SARAH hourly time series 2016 0 km

Simulación realizada (no guardado)

Base de datos meteorológica

Parámetro del Proyecto

Variante del sistema (versión de cálculo)

Núm. de Variante: **VCO** : Nueva variante de simulación

Parámetros de entrada

Parámetros principales

- * **Orientación**
- Sistema
- Pérdidas detalladas
- Auto consumo
- Almacenamiento

Opcional

- Horizonte
- Sombreados cercanos
- Disposición módulo
- Gestión energía
- Eval. económica

Simulación

- Iniciar la simulación
- Simulación avanzada
- Informe
- Resultados detallados

Resultados principales

Tipo de sistema	Cobertizos ilimitados
Producción del sistema	1521 MWh/año
Producción específica	1578 kWh/kWp/año
Índice de rendimiento	0.771
Producciones normalizadas	4.31 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	1.15 kWh/kWp/día
Pérdidas sistema	0.13 kWh/kWp/día

Figura 3.2.1.3. Pantalla principal del proyecto (PVsyst).

En caso de que se inicie un proyecto nuevo, se verá que la única acción que el programa permite ejecutar al principio, es la introducción de los datos de la ubicación. Para ello, se importarán los datos meteorológicos de la base de datos de *PVGIS* (Figura 3.2.1.4), de la ubicación deseada, dado que estos datos se podrán introducir posteriormente en el resto de softwares, para una comparación lo más precisa posible.

Importación de datos meteorológicos de diferentes fuentes

External Data Source

Hourly data

Monthly Data

PVGISv5 Hourly Time Series Direct Import

PVGIS v5 - free interpolated data from several satellite sources
PVGIS SARAH: Europe, Africa, most of Asia, and parts of South America 2005 to 2016
PVGIS COSMO: Europe only, 2005 to 2015
PVGIS NSRDB: North and South America from 60°N to 20°S, 2005 to 2015
PVGIS CMSAF: Europe and Africa, 2007 to 2016
PVGIS ERA5: Europe only for now, 2010 to 2016

Listo para importar
Si lo desea puede modificar los nombres del archivo del sitio y de la meteorología

Información para importar

File creation status :
.SIT file created
.MET file created

Ubicación

Sitio: **Betri**

País: **Espana**

Región: **Europa**

Huso horario: **1.0** corresponde a una diferencia media
Hora Legal - Hora Solar = 1h 1m

Radiation DataBase: **PVGIS-SARAH**

Coordenadas Geográficas

Decimal Grad. mín.

Latitud: **39.9274** ° **39** **55** **38** (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)

Longitud: **-0.2139** ° **0** **-12** **50** (+ = Este, - = Oeste Greenwich)

Altitud: **130** metros sobre el nivel del mar

Select on Map

Borrar

Importar

Muestra sitio

Guarda sitio

Generación de datos sintéticos

Cerrar

Figura 3.2.1.4. Importación de datos meteorológicos de PVGIS (PVsyst).

La información relativa al recurso solar del emplazamiento se puede ver en la *Figuras 3.2.1.5:*

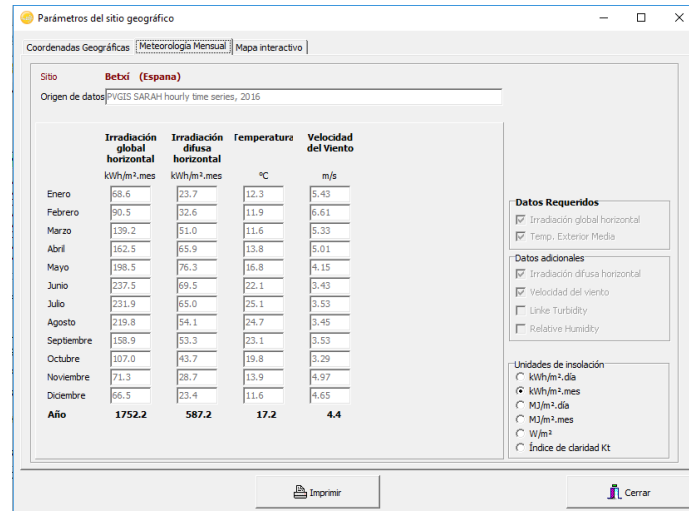


Figura 3.2.1.5. Información meteorológica de la ubicación (PVsyst).

PVsyst dispone en su base de datos de todos los datos necesarios para la simulación, además permite al usuario visualizarlos de diferentes maneras.

Una vez especificada la ubicación, el programa pide al usuario que introduzca la inclinación y orientación deseada para los módulos, en la tecla de “orientación” de la *Figura 3.2.1.3*. Aquí el programa ofrece las curvas de captación para los diferentes valores, pudiendo escoger las curvas anuales, para verano y para invierno (*Figura 3.2.1.6*).

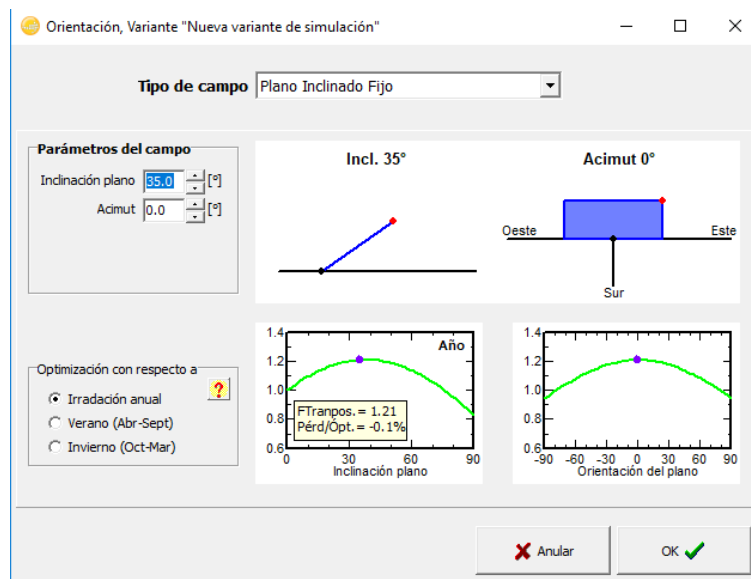


Figura 3.2.1.6. Cálculo de la inclinación y orientación (PVsyst).

Gracias a las curvas de captación máxima, se puede obtener el ángulo óptimo, calculado anualmente en este caso. Este ángulo de inclinación óptimo está comprendido entre 35° y 40°, como se puede observar en la *Figura 3.2.1.6*; finalmente se escogerá un ángulo de 35°, ya que es el que se ha empleado en los cálculos previos, y se pretende mantener la linealidad con el resto del trabajo.

Al mismo tiempo, *PVsyst* permite estudiar el efecto del sombreado de las filas de módulos, sobre sí mismas. Para ello, hay que acceder al tipo de campo de “cobertizos ilimitados”, donde requiere la introducción del número de filas, la inclinación de los módulos, y la separación entre las filas, como se puede apreciar en la *Figura 3.2.1.7*.

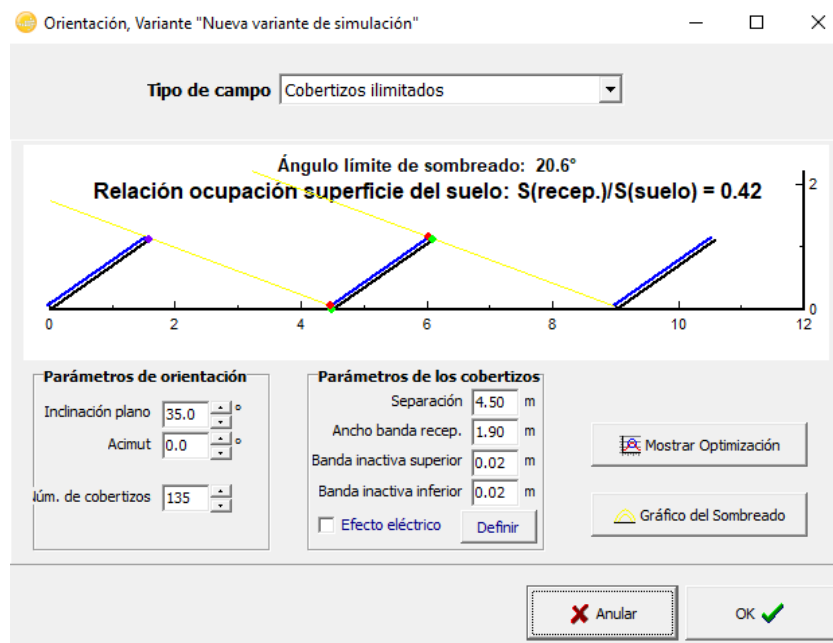


Figura 3.2.1.7. Parámetros para el cálculo del sombreado de los módulos (PVsyst).

Tras este paso, el programa libera la tecla “Sistema” de la *Figura 3.2.1.3*. En esta pantalla se especificará el tipo de módulo, tipo de inversor, y estructuración de la instalación como se puede ver en la *Figura 3.2.1.8*:

Definición de un sistema red, Variante: "Nueva variante de simulación"

Configuración global sistema

Núm. de tipos de sub-conjuntos: 1

Resumen sistema global

Núm. de módulos	2835	Potencia nominal FV	964 kWp
Superficie módulos	5512 m²	Potencia máxima FV	916 kWdc
Núm. de inversores	9	Potencia nominal CA	990 kWac

Sub-conjunto #1

Nombre y orientación del sub-conjunto

Nombre: Sub-conjunto #1

Orientación: Plano Inclinado Fijo

Inclinación: 35°

Acmut: 0°

Ayuda al dimensionamiento

☐ Sin pre-dim. Entrar Pnom deseada: 964.0 kWp

☒ Redimens. superficie disponible(módulos): 5512 m²

Selección del módulo FV

Disponible actualmente: Filter: All PV modules Módulos necesarios aprox.: 2835

Canadian Solar Inc. 340 Wp 32V Si-poly CS6U - 340P 1500V P4 Since 2018 Manufacturer 2018

Dimensionamiento de voltajes: 32.3 V

Voc (2°C): 49.2 V

Selección del inversor

Disponible actualmente: Output voltage 208 V Tri 50Hz

Ingeteam 110 kW 627 - 850 V TL 50/60Hz Inqueon Sun 3Play 100TL Since 2012

Núm. de inversores: 9

Voltaje de funcionam.: 627-850 V Potencia global inv.: 990 kWac

Voltaje máx. de entrada: 1100 V

Dimensionamiento del conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 21 entre 20 y 22

Núm. de cadena: 135 única posibilidad 139

Perdida sobrecarga: 0.0 %

Relación Pnom: 0.97

Cond. de funcionamiento

Vmpp (60°C): 678 V

Vmpp (20°C): 805 V

Voc (2°C): 1034 V

Irradiancia plano: 1000 W/m²

Imp (STC): 1227 A

Isc (STC): 1299 A

Isc (en STC): 1299 A

la potencia del inversor está un poco sobredimensionado.

Máx. en bases STC

Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 870 kW

Potencia nom. Conjunto (STC) 964 kWp

Conjunto del sistema

Anular OK

Figura 3.2.1.8. Pantalla de configuración del sistema (PVsyst).

El programa ofrece realizar el dimensionamiento de dos maneras: introduciendo la potencia nominal deseada, o introduciendo la superficie disponible de los módulos. En este caso se ha introducido la potencia nominal de la instalación a partir del número de módulos calculados previamente. Hay que recordar, que el número de módulos a introducir, es inferior al número de módulos totales que se podrían instalar en el terreno, ya que para que sea una estructuración homogénea se han de instalar 15 filas de 21 módulos por cada inversor, sumando un total de 135 filas (15 filas/inversor x 9 inversores). Por lo tanto, la potencia nominal de la instalación a simular es de 963,9kW (2.835 mód x 340Wp/mód).

Para la selección del módulo e inversor, PVsyst dispone de unas extensas bases de datos. En este caso, encontrar el módulo ha sido sencillo, pero en cuanto al inversor, se tuvo que introducir los parámetros en la hoja de especificaciones, debido a la usencia de dicho modelo, como se puede ver en la Figura 3.2.1.9:

Figura 3.2.1.9. Pantalla de especificaciones del inversor (PVsyst).

PVsyst ofrece al usuario una gran cantidad de información tanto para los módulos como para los inversores como curvas de eficiencia, dimensiones, parámetros de entrada y salida, etc.

Como se puede apreciar, en la parte inferior de la *Figura 3.2.1.8*, el programa establece los límites de módulos en serie a partir de la tensión de máxima potencia (V_{mp}), corregida para las temperaturas de celda de 60°C y 20°C. Estos valores marcarán los límites de tensión total de la rama, inferior y superior, respectivamente, y deberán estar comprendidos entre los límites de $MPPT$ del inversor. Estas temperaturas son escogidas por el programa como valores extremos de la temperatura de celda, que se aproximan a los valores obtenidos en los cálculos previos (*Tabla 3.1.2.1*), por lo que no habrá problemas de sobretensión. También establece un límite superior, para una tensión de circuito abierto de los paneles a una temperatura ambiente mínima de -10°C, por defecto, por lo que hay que cambiar dicha temperatura, por la temperatura mínima dada por la base de datos meteorológica de 2°C (*Tabla 3.1.2.1*). Para esta tensión, no se podrá superar la tensión máxima del conjunto en la rama (impuesta por la tensión máxima del inversor).

Estos tres límites, determinarán el número de paneles en serie que se pueden instalar. El programa mismo, da unos valores sugeridos para el número de paneles en serie y el número de ramas.

Además, se puede apreciar un mensaje en la parte inferior derecha que advierte de un sobredimensionamiento del inversor. Esto se debe a que el inversor está dimensionado para un total de 2.861 módulos, mientras que en el programa únicamente se han

introducido 2.835. De todos modos, como ya se explicó en los cálculos previos, es posible instalar el número de módulos restantes en filas de 22 paneles, por lo que la potencia total de la instalación se aproximaría más a la potencia total de los inversores, una vez ejecutada la instalación.

Tras el dimensionamiento del sistema, el programa requiere información sobre las posibles pérdidas del sistema. Como ayuda al cliente, el software viene programado con ciertos valores típicos por defecto, lo cual ayuda bastante a orientarse. En la *Figura 3.2.1.10*, se pueden ver los distintos tipos de pérdidas a introducir, en las pestañas de la parte superior:

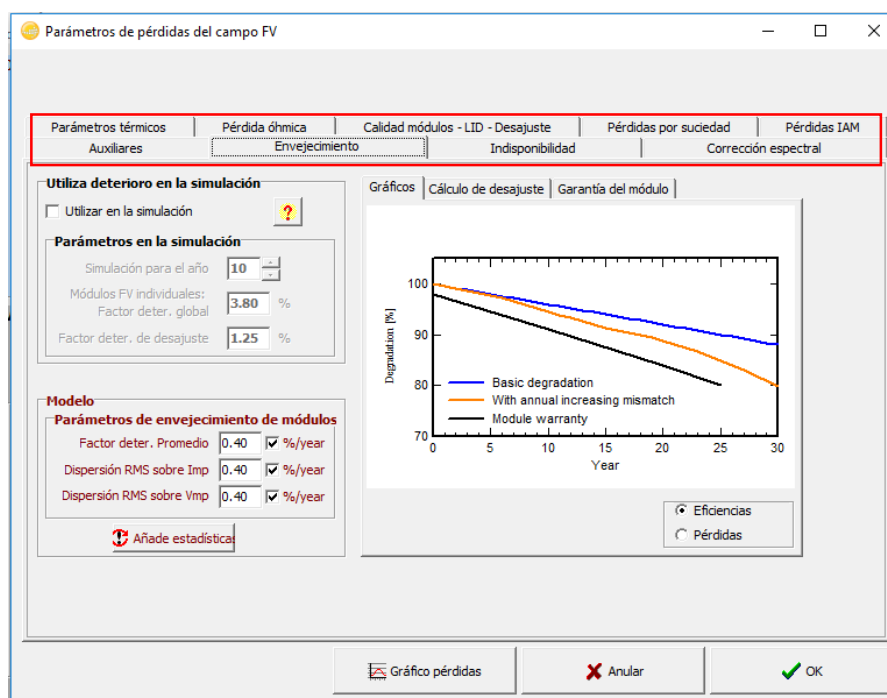


Figura 3.2.1.10. Pantalla de pérdidas del sistema (PVsyst).

Entre los parámetros más importantes se encuentran: pérdidas por suciedad, pérdidas por temperatura, envejecimiento, calidad de los módulos, etc. En la siguiente imagen (*Figura 3.2.1.11*) se puede apreciar un gráfico de las pérdidas del sistema:

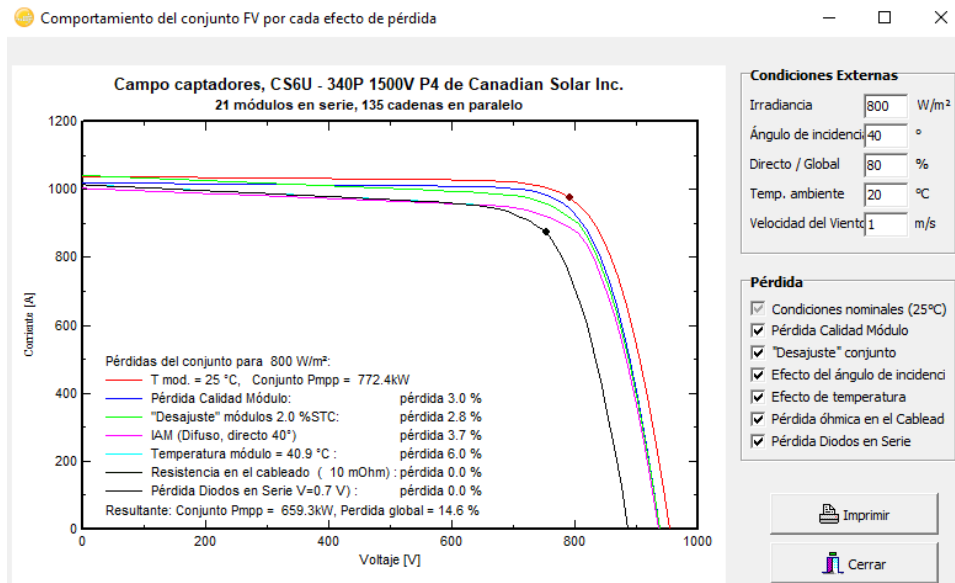


Figura 3.2.1.11. Gráfico de pérdidas del sistema (PVsyst).

En la Figura 3.2.1.12. se puede ver claramente, el resumen y los valores de las pérdidas del sistema. Este esquema se obtiene una vez simulada la instalación, pero como ya se ha mencionado previamente, la simulación ya estaba ejecutada desde el principio de este apartado. [3]

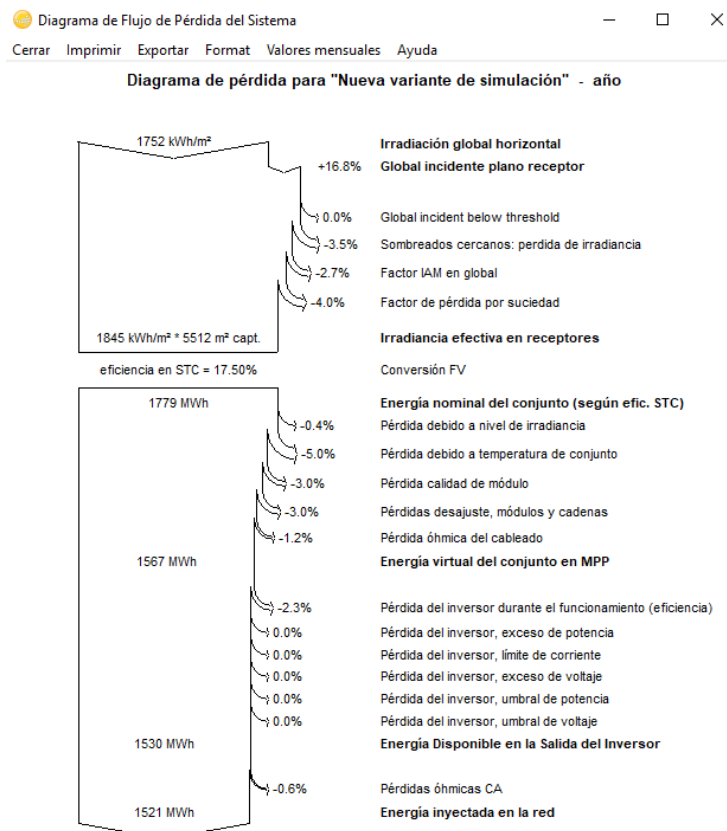


Figura 3.2.1.12. Resumen de las pérdidas del sistema (PVsyst).

Por último, queda comentar que el programa permite introducir las necesidades energéticas del cliente, en vistas a calcular el ahorro económico mes a mes. En este apartado, no se introducirá el consumo mensual del cliente, ya que sólo se busca el cálculo de producción anual de la instalación.

Una vez introducidos todos los parámetros necesarios, se puede dar lugar a la simulación del proyecto. El programa ofrece múltiples maneras de visualizar los resultados, ya sea a través de gráficas, o con un informe detallado final en formato *pdf* que reúne las características más importantes. En las siguientes imágenes se pueden observar algunas de estos parámetros finales:

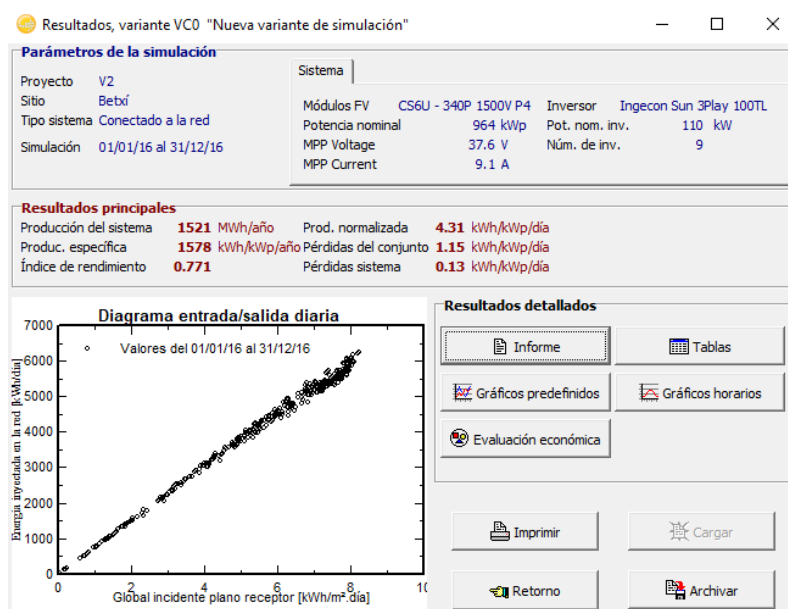


Figura 3.2.1.13. Resultados de la simulación, pantalla principal (PVsyst)

En la Figura 3.2.1.13, se presenta un resumen de la instalación con diferentes opciones para la obtención de los datos. En el botón de “Informe” se obtiene un *pdf* con todos los resultados reunidos como en la Figura 3.2.1.14. Además, en el botón “Gráficos predefinidos”, el programa permite al usuario la creación de gráficos combinando diferentes parámetros, que permiten realizar comparaciones personalizadas, como en la Figura 3.2.1.15, que compara la energía efectiva a la salida del conjunto vs la energía disponible a la salida del inversor vs la energía inyectada a la red; además, también permite la creación de tablas esquemáticas para analizar los resultados.

PVSYST V6.81		12/06/19	Página 1/7
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto : V2			
Sitio geográfico		Betxi	País España
Ubicación	Latitud	39.93° N	Longitud -0.21° W
	Altitud	130 m	
Tiempo definido como		Hora Legal	Huso horario UT+1
Albedo		0.20	
Datos meteorológicos:		Betxi	PVGIS SARA4 hourly time series - 2016
Variante de simulación : Nueva variante de simulación			
Fecha de simulación 12/06/19 19h04			
Parámetros de la simulación			
Tipo de sistema		Cobertizos ilimitados	
Orientación plano captador		Inclinación 35°	Acimut 0°
Configuración de los cobertizos	Núm. de cobertizos	135	Cobertizos ilimitados
	Separación entre cobertizos	4.50 m	Ancho receptor 1.90 m
Banda inactiva	Arriba	0.02 m	Abajo 0.02 m
Ángulo límite de sombreado		Ángulo de perfil límite	42.2 %
Modelos empleados		Transposición Perez	Difuso DHI importado
Horizonte		Sin horizonte	
Sombreados cercanos		Sombreados mutuos de cobertizos	
Necesidades del usuario :		Carga ilimitada (red)	
Características del conjunto FV			
Módulo FV			
Si-poly		Modelo	CS6U - 340P 1500V P4
Base de datos PVsyst original		Fabricante	Canadian Solar Inc.
Número de módulos FV		En serie	21 módulos
Núm. total de módulos FV		En paralelo	135 cadenas
Potencia global del conjunto		Prom unitaria	340 Wp
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		En cond. de funciona.	870 kWp (50°C)
Superficie total		U mpp	1227 A
		Superficie célula	4968 m²
Inversor			
Parámetros definidos por el usuario		Modelo	Ingecon Sun 3Play 100TL
Características		Fabricante	Ingeteam
Paquete de inversores		Voltaje de funcionam.	627-850 V
		Prom unitaria	110 kWac
		Núm. de inversores	9 unidades
		Potencia total	990 kWac
		Relación Prom	0.97
Factores de pérdida del conjunto FV			
Suciedad del conjunto		Fracción de pérdidas	4.0 %
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado		Res. global conjunto 9.7 mOhm	Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie		Caída de voltaje 0.7 V	Fracción de pérdidas 0.1 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas 3.0 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas 2.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas 1.00 %
Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado			
		10°	20°
		0.998	0.998
		30°	35°
		0.995	0.976
		50°	60°
		0.960	0.976
		70°	80°
		0.917	0.763
		90°	0.000
Corrección espectral			
Modelo FirstSolar			
Conjunto de coeficientes		C0	C1
		-0.8408	-0.022539
		C2	C3
		-0.0026224	-0.1357
		C4	C5
		-0.038034	-0.0021218

Figura 3.2.1.14. Informe final de la simulación (PVsyst).

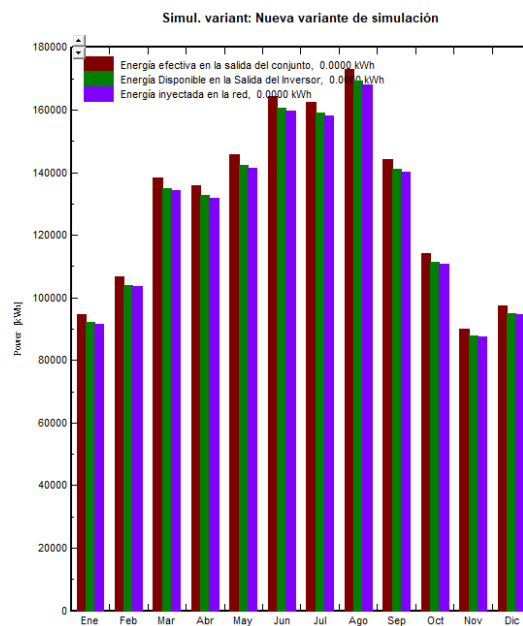


Figura 3.2.1.15. Gráfico combinado de los resultados de la simulación (PVsyst).

En la *Figura 3.2.1.15*, se han combinado tres datos relativos a la producción de la instalación que muestran la caída en la energía producida debido a las pérdidas del sistema y del inversor y también la caída debido al cableado de AC. Esto es un ejemplo de lo mucho que el programa permite hacer con los resultados.

Otro ejemplo es el de la *Figura 3.2.1.15*, la cual permite ver, claramente, la proporción de las pérdidas sobre la energía total producida y el PR (Performance Ratio), a lo largo del año:

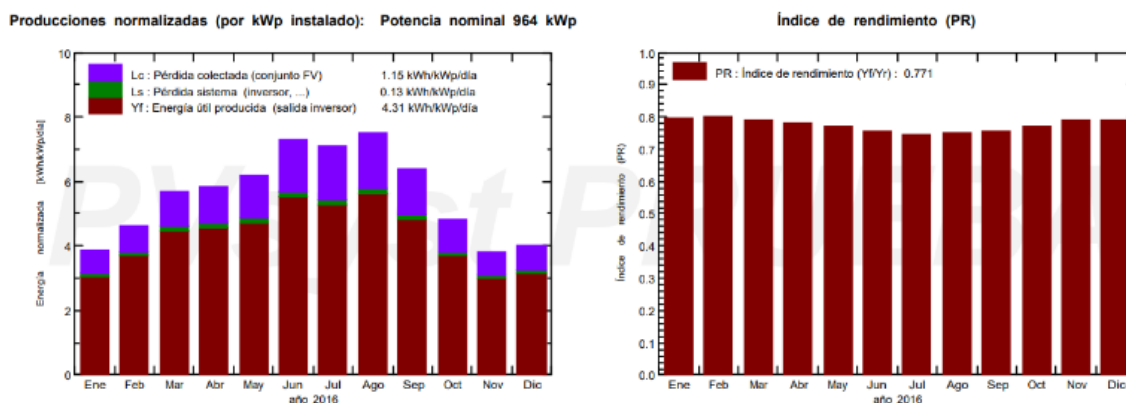


Figura 3.2.1.15. Gráfica de la energía útil + pérdidas (izquierda), y gráfica del “ratio de eficiencia” (PR) para todo el año(PVsyst)

La caída del *PR* en los meses de verano, se debe a las altas temperaturas que alcanzan las células fotovoltaicas, que ven una caída de la tensión máxima generada.

- Conclusión:

Ventajas:

Como se ha visto, *PVsyst* presenta los resultados de una forma elaborada y muy personalizable. En este sentido, muestran una gran profesionalidad al usuario, facilitando el uso de los resultados para sus fines.

Es un software intuitivo y sencillo, con una guía para el usuario y una formación directa en su web. Además, el programa guía al cliente a lo largo de la introducción de los datos, evitando su desorientación y, además, se apoya usuario con estimaciones propias del programa y mostrando datos por defecto para orientarlo.

Contiene un simulador de sombras 3D para casos particulares de obstáculos, como árboles, chimeneas, antenas, etc.

Además, los recursos de las extensas bases de datos, tanto meteorológicas como tecnológicas, permiten una selección muy detallada del tipo de instalación. También, permite la importación de datos de otras bases de datos de una manera sencilla.

Otra ventaja de *PVsyst*, es su disponibilidad en numerosos idiomas.

Sin duda, es un programa recomendable para cualquiera que necesite un cálculo de fotovoltaica, ya que, gracias a su especialización en este tipo de energía, los programadores conocen muy bien los parámetros de entrada y las correcciones necesarias para un cálculo más ajustado y realista.

Desventajas:

La mayor desventaja de *PVsyst*, es que no es un programa gratuito. La descarga del software tiene una versión gratuita de un mes y posteriormente adquiere el valor de 1.174€ ilimitado, con una reducción considerable para las posteriores licencias, o 271€ anuales. Dichos valores pertenecen al programa *Premium*, el normal es más económico, pero únicamente abarca instalaciones de hasta 30kW.

Por otro lado, el diseño del programa es poco estiloso, al igual que la guía, que puede ser poco vistosa y “farragosa” para encontrar las explicaciones deseadas.

En ocasiones, se pueden encontrar excesos de información, o una presentación de la información aglomerada y poco ordenada.

3.2.2 PVGIS

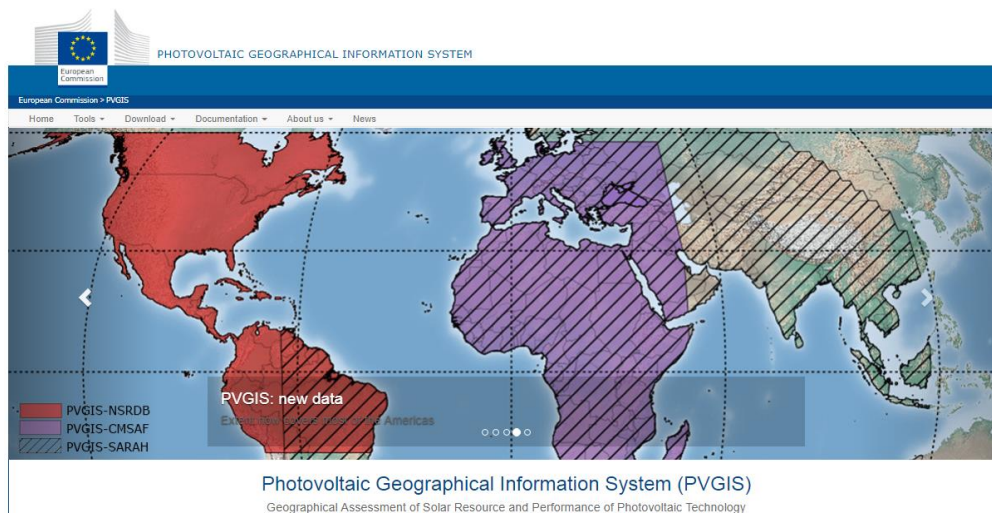


Figura 3.2.2.1. Imagen presentación de PVGIS.

PVIGS (Photovoltaic Geographical Information System), es un proyecto iniciado y desarrollado por la *Comisión Europea JRC (Joint Research Center)* con 10 años de antigüedad, en la sede de Ispra, Italia.

El objetivo de *PVGIS* es el de reunir toda la información y datos posibles para la correcta evaluación del recurso solar, el análisis del desempeño de sistemas fotovoltaicos y la diseminación del conocimiento sobre la radiación solar y la energía fotovoltaica.

El desarrollo más fuerte de este proyecto se encuentra en su web, la cual es totalmente accesible para todo el mundo, y plenamente gratuita. Con ella se permite al usuario acceder al recurso solar, que es uno de los más potentes que existen, y simular las instalaciones solares fotovoltaicas. Esto significa que no es necesario descargar ningún programa para su utilización.

PVGIS ha colaborado con múltiples empresas y proyectos, como el *NREL* (*National Renewable Energy Laboratory*) de Estados Unidos, lo que ha desembocado en un fácil acceso a los datos del recurso solar desde otros softwares de análisis fotovoltaico, como el programa del que se hablará posteriormente *SAM* (*System Advisor Model*).

La última versión de *PVGIS* (*PVGIS 5*) posee una interfaz muy intuitiva y sencilla de usar, como se verá a continuación.

- Ejecución del programa

El programa dispone de una única página donde se desarrollan todos los cálculos. Como se puede ver en la *Figura 3.2.2.2*, los tipos de instalaciones y cálculos son realmente reducidos. La simplicidad y sencillez es dominante a lo largo del trabajo con este programa.

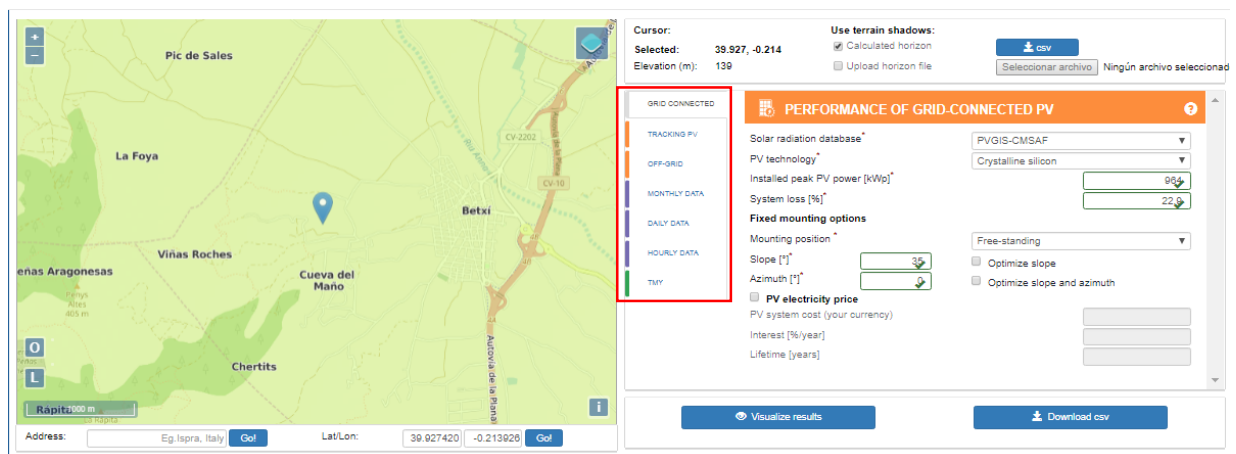


Figura 3.2.2.2. Menú principal de PVGIS.

La base de datos meteorológica es realmente extensa, y el buscador se ejecuta rápida y eficazmente. Para la visualización de dichos datos meteorológicos, hay que acceder a las pestañas violetas, ya sea para los obtener datos mensuales, diarios u horarios. En la pestaña verde inferior, se pueden descargar los datos en formato *csv* o *epw*, para introducirlos en otros softwares compatibles (*Figura 3.2.2.2*).

Como se ha mencionado anteriormente, una de las mayores ventajas de este programa son los datos meteorológicos. En la *Figura 3.2.2.3*, se muestra un ejemplo de los parámetros que puede ofrecer el sistema mensualmente:

Figura 3.2.2.3. Pestaña de cálculo de datos meteorológicos (PVGIS).

Se puede observar a simple vista la sencillez del programa, que evita la sobrecarga de parámetros y especificaciones. Si se simulan estos datos de entrada (*Figura 3.2.2.4*):

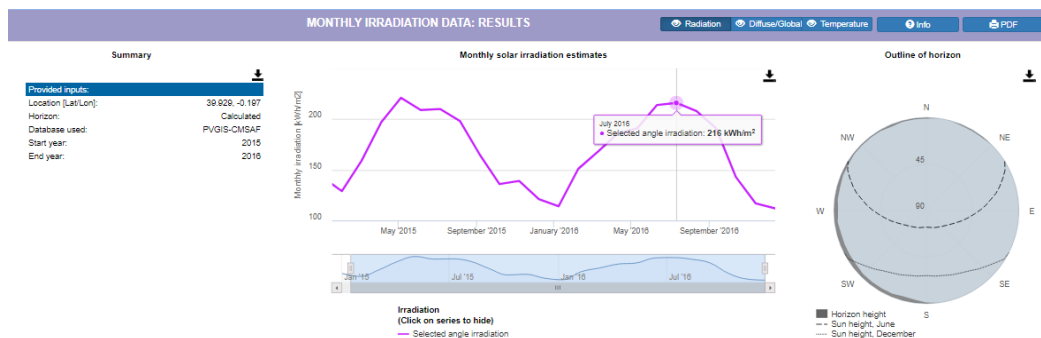


Figura 3.2.2.4. Simulación ejemplo de los datos meteorológicos mensuales (PVGIS).

Una vez introducida la ubicación, los parámetros de entrada para el cálculo fotovoltaico, son escasos. Como se puede observar en la *Figura 3.2.2.5*, se ha de introducir la potencia total a instalar en kWp, las pérdidas estimadas (para las que el programa ofrece un 14% por defecto) y la inclinación y orientación. Aunque el programa permita seleccionar una estimación de los ángulos óptimos, tanto para la inclinación como para la orientación, se va a introducir el ángulo ya empleado con anterioridad, para mantener así, la linealidad del trabajo.

Figura 3.2.2.5. Parámetros de entrada para la simulación fotovoltaica (PVGIS).

La pestaña seleccionada es la de “Conectado a Red” o “Grid Connected”. La tecnología de los módulos es poco específica, pero la que más se adecúa es la de silicio cristalino. En cuanto a las pérdidas del sistema, *PVGIS* ofrece un valor por defecto de las pérdidas globales. Sin embargo, como se conocen las pérdidas del sistema proporcionadas por *PVsyst*, se introducirá dicho valor para establecer una comparación más exacta (dado un $PR=0,771$; hay unas pérdidas totales de 22,9%). Además, se puede observar que permite la introducción de datos económicos, aunque poco específicos.

Los resultados de la simulación se presentan en la *Figura 3.2.2.6*:

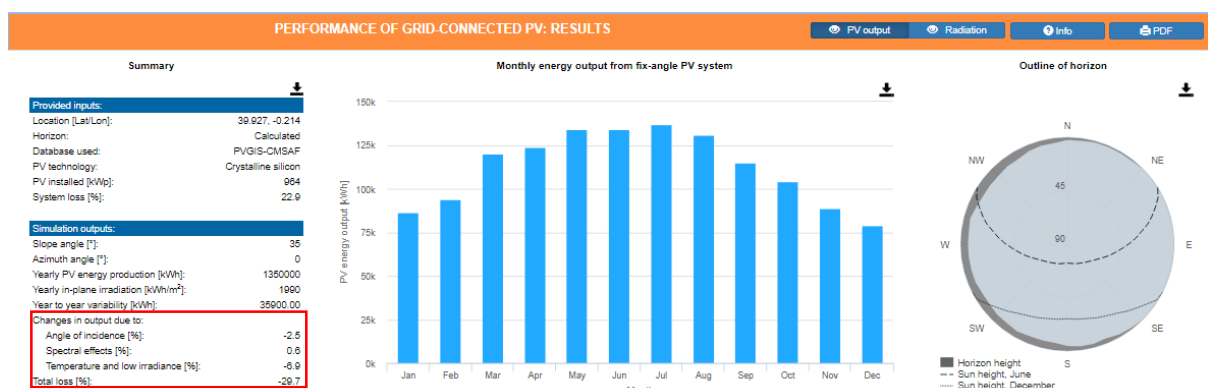


Figura 3.2.2.6. Resultados de la simulación fotovoltaica (PVGIS).

Si se observan los datos de la tabla de la izquierda, se puede ver que las pérdidas introducidas, no incluían las pérdidas por ángulo de incidencia (factor *IAM*) y la pérdida por temperatura y baja irradiancia. Por ello, habrá que ajustar el valor de entrada de las pérdidas para que las pérdidas totales sean similares a las obtenidas en *PVsyst*. Si al cálculo de las pérdidas totales, se le quita el efecto del ángulo de incidencia y de la

temperatura y baja irradiancia, las pérdidas son de: 16,3%, que es el valor a introducir en lo que *PVGIS* denomina pérdidas del sistema. De esto se obtiene el resultado de la *Figura 3.2.2.7*:

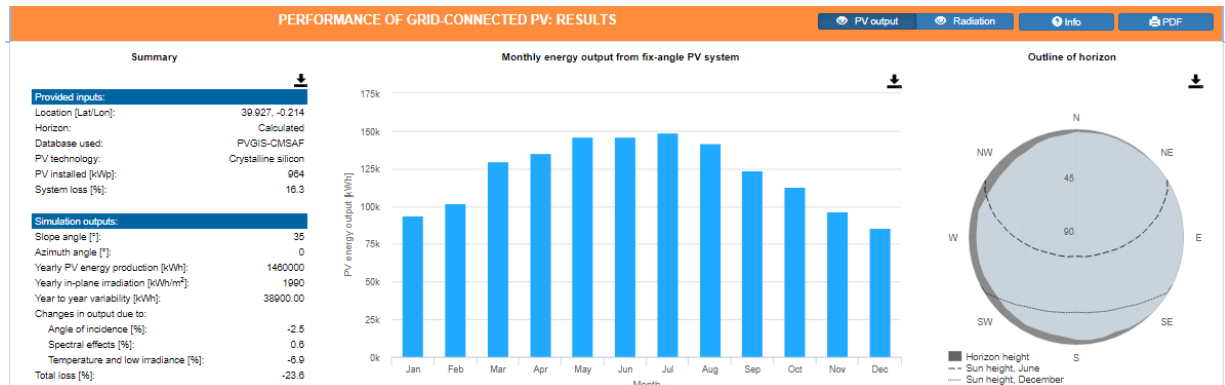


Figura 3.2.2.7. Simulación con reajuste de pérdidas de PVGIS.

Está claro pues que, aun así, el sistema sigue teniendo en cuenta algún factor de más, que hace que el índice de rendimiento sea menor, con unas pérdidas totales del 23,6%.

Es de añadir que, el programa también permite la descarga del informe en formato *pdf*, donde se resumen los resultados.

- Conclusión:

Ventajas:

PVGIS es una herramienta muy sencilla de utilizar. Tiene un diseño intuitivo y simple, y es fácilmente manejable. El programa emplea los parámetros más esenciales para los cálculos y evita la sobrecarga de datos en las pantallas. Es un programa ideal para cálculos cortos y estimaciones sencillas.

Este software se encuentra en formato web y es totalmente gratuito, evitando la necesidad de la descarga de archivos.

La base de datos meteorológicos que *PVGIS* posee es realmente útil, pues permite estudiar múltiples localizaciones, por remotas que sean. Gracias también a sus diferentes acuerdos con otras empresas, estos datos son compatibles con otros softwares, lo cual facilita el trabajo para otros programas.

Esta herramienta es muy recomendable para estudios fotovoltaicos simples, ya que la simulación es rápida y sencilla. También se recomienda recurrir a *PVGIS*, para obtener el recurso solar de una ubicación.

Desventajas:

La simplicidad y sencillez puede ser tanto una ventaja como una desventaja. Ciertamente, el programa brilla por su facilidad de su uso, pero no permite analizar otras características de la instalación, y por lo tanto es menos personalizable y mucho menos completo que otros softwares.

Carece de simulador de sombras 3D, a diferencia de los otros dos softwares.

Claramente, no es una herramienta recomendable si se pretende realizar un estudio fotovoltaico exhaustivo.

3.2.3 SAM

SAM (System Advisor Model) es una herramienta de cálculo desarrollada por el *NREL (National Renewable Energy Laboratory)* con ayudas de los fondos del *U.S Department of Energy*.



Figura 3.2.3.1. Imagen presentación de System Advisor Model (SAM).

El objetivo del desarrollo de este software es el de facilitar la toma de decisiones con respecto a las energías renovables, gracias a la colaboración de directores de proyectos, ingenieros, abogados, desarrolladores de software e investigadores.

La versión con la que se va a trabajar es la versión 2018.11.11.

- Ejecución del programa

La iniciación de un proyecto con SAM es realmente sencilla. Sólo hay que elegir tipo de instalación que se desea analizar, como se puede ver en la *Figura 3.2.3.1*.

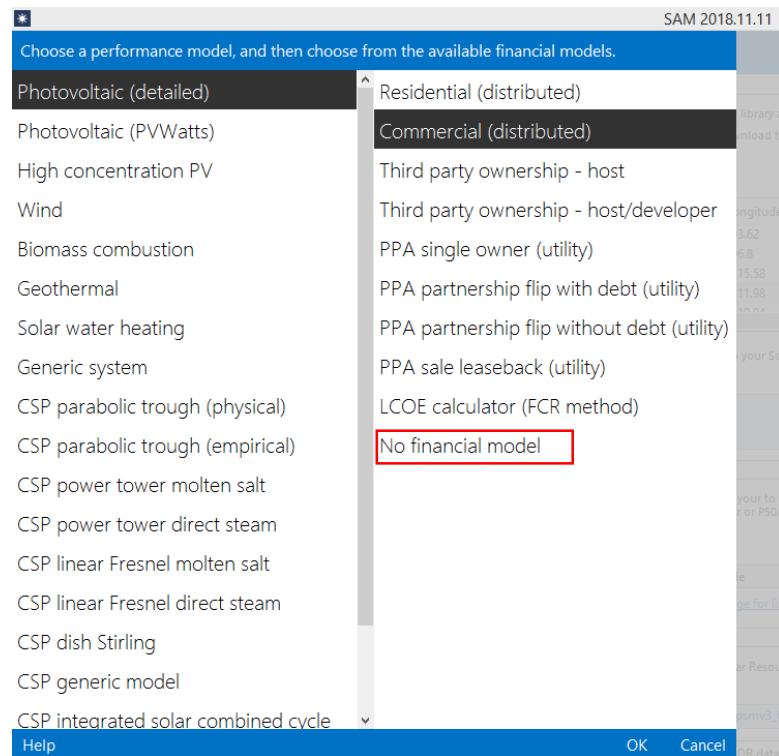


Figura 3.2.3.2. Tipos de proyectos de SAM

En este caso se elegirá una instalación fotovoltaica de tipo comercial. En realidad, la función que se va a usar es precisamente el modelo sin análisis financiero, pero de esta manera, se podrán analizar superficialmente, los apartados relativos al análisis económico que se realizará posteriormente, en este trabajo.

Tras la breve entrada al proyecto, se pueden ver los distintos apartados donde se requiere la introducción de los datos (*Figura 3.2.3.2*):

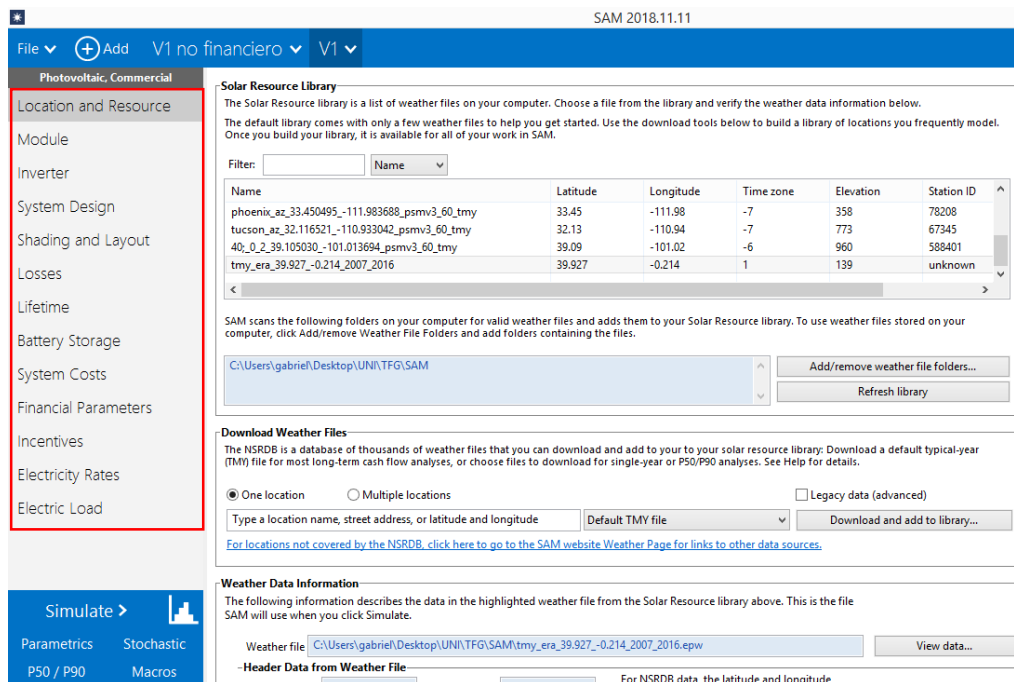


Figura 3.2.3.3. Pantalla de ubicación y recurso solar (SAM).

Lo primero que requiere el sistema, es la introducción de la ubicación y del recurso solar. *NREL* posee una base de datos que abarca el Norte y Sur de América, y Asia del Sur (Figura 3.2.3.4); por lo que para poder introducir los datos de la ubicación escogida es preciso acudir a la herramienta *PVGIS*, la cual permite descargarse la información meteorológica en formato *epw* (Figura 3.2.3.5). Este formato es perfectamente compatible con el software, por lo que se puede trabajar en múltiples ubicaciones que *NREL* no contiene.

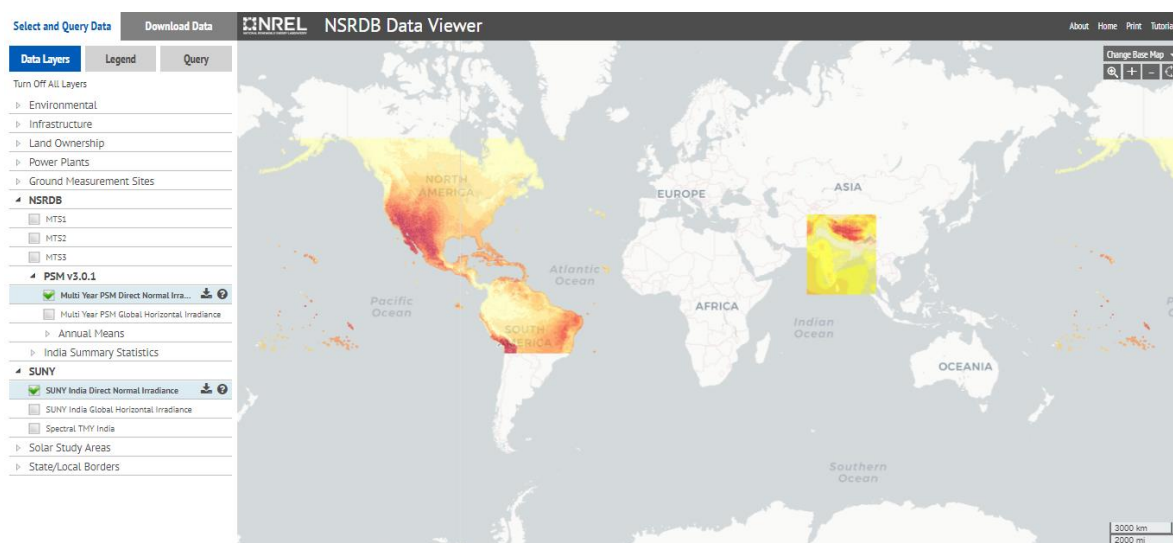


Figura 3.2.3.4. Base de datos meteorológicos del NREL

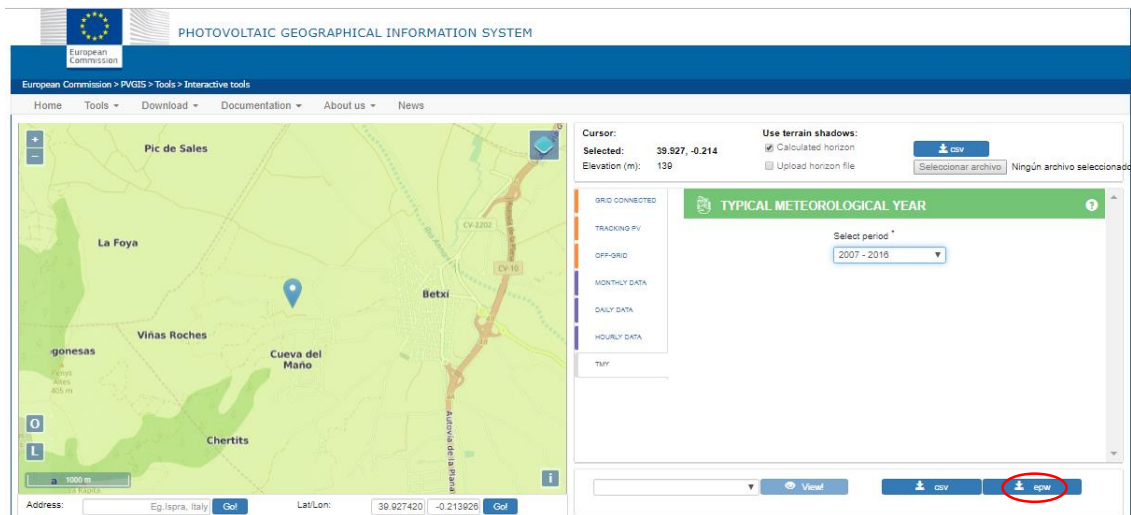


Figura 3.2.3.5. Base de datos meteorológicos de PVGIS.

Una vez descargado el archivo simplemente hay que introducirlo en la carpeta del proyecto y seleccionarlo dentro del programa.

El siguiente paso consiste en la introducción del tipo de módulo e inversor seleccionados. Para ello, SAM proporciona una extensa base de datos de diferentes marcas y modelos de las que escoger, además también permite introducir los datos manualmente.

En el caso del módulo, la base de datos contiene el modelo exacto escogido previamente, como se puede observar en la *Figura 3.2.3.6*.

Sin embargo, en el caso del inversor, aunque contiene varios modelos de la marca *Ingecon*, no hay ninguno similar (incluso en modelos de otras marcas). Simplemente hay que introducir los parámetros ya conocidos disponibles en la *datasheet* del fabricante (*Figura 3.2.3.7*).

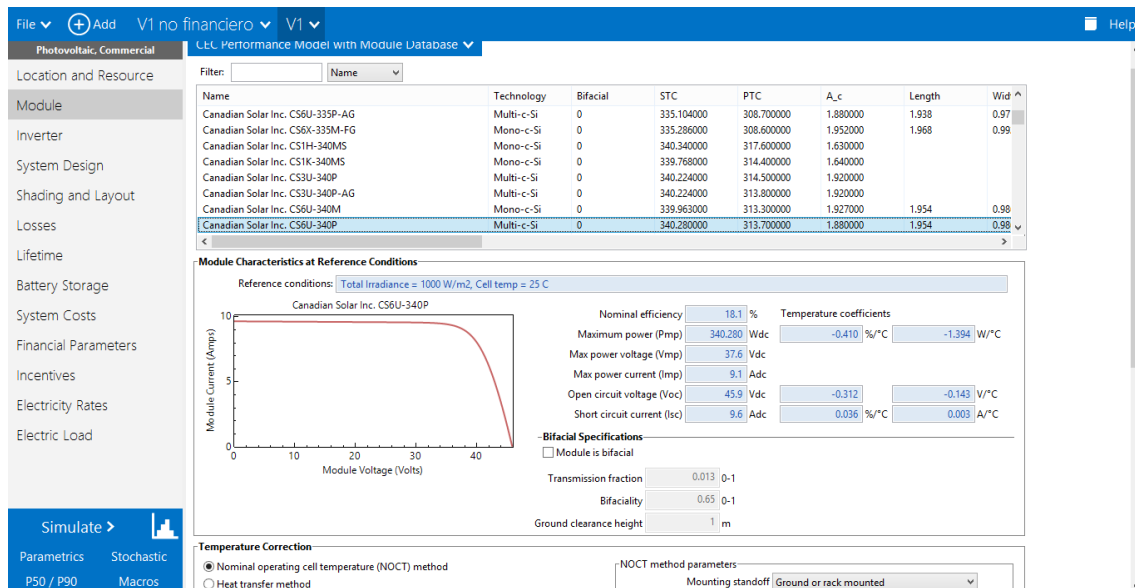


Figura 3.2.3.6. Pantalla de selección del módulo (SAM).

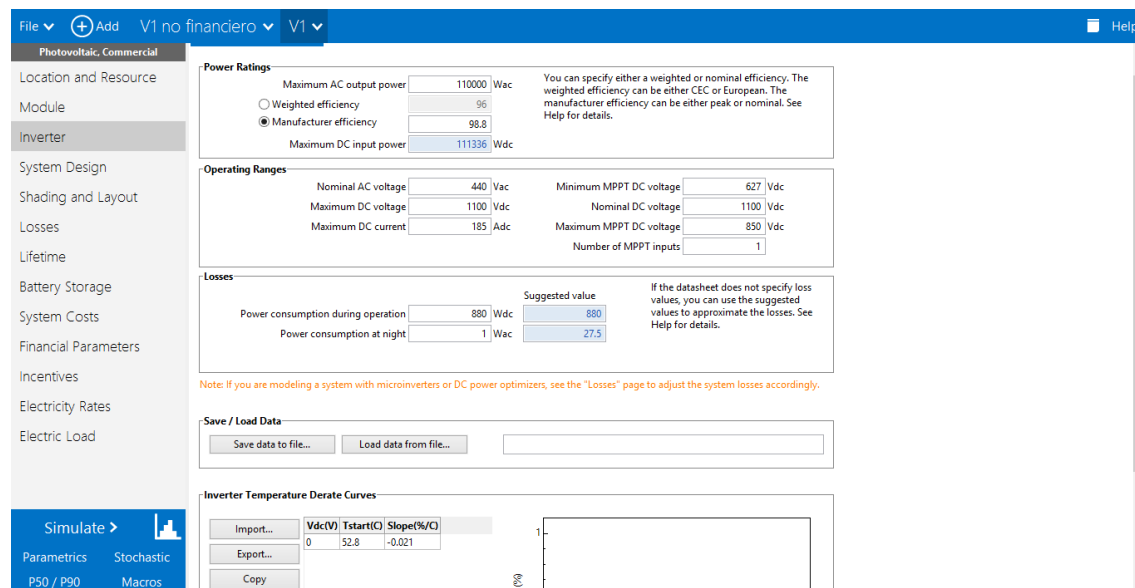


Figura 3.2.3.7. Pantalla de selección del inversor (SAM).

A continuación, se encuentra la pantalla de diseño del sistema (Figura 3.2.3.8), en ella se ha de introducir los datos relativos al diseño y estructuración de la instalación que se han obtenido en los cálculos previos:

File Add V1 no financiero V1 Help

Photovoltaic, Commercial

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Lifetime

Battery Storage

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Simulate >

Parameters Stochastic

P50 / P90 Macros

AC Sizing

Number of inverters 9

DC to AC ratio 0.97

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

☐ Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Total AC capacity 990.000 kWac

Total inverter DC capacity 1,002.024 kWdc

Nameplate DC capacity 964.694 kWdc

Total number of modules 2,835

Total number of strings 135

Total module area 5,329.8 m²

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Electrical Configuration	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	21			
Strings in parallel in subarray	135			
Number of modules in subarray	2,835			
String Voc at reference conditions (V)	963.9			
String Vmp at reference conditions (V)	789.6			

Tracking & Orientation

Azimuth 270°

Tilt 35°

☒ Fixed

☐ 1 Axis

☐ 2 Axis

☐ Azimuth Axis

☐ Seasonal Tilt

☐ Tilt=latitude

Tilt (deg) 35

Azimuth (deg) 180

Figura 3.2.3.8. Pantalla de diseño del sistema (SAM).

Como se puede apreciar en la Figura 3.2.3.8, la instalación se puede dividir en varios *subarrays*, lo que permite obtener diferentes estructuraciones en una misma instalación. Sin embargo, por temas de simplicidad, se va a ejecutar la instalación con una disposición homogénea de paneles en serie y paralelo, por lo que es suficiente con emplear un *subarray*. También existe la posibilidad de que el sistema haga una estimación propia según el tipo de conversión de *DC* a *AC*.

El programa también proporciona un resumen de los parámetros más importantes de la instalación, en la zona superior derecha, y también indica la tensión *Voc* y *Vmp* por cada rama, en condiciones de referencia, es decir, a una temperatura de célula de 25°C. Esto muestra que, el cálculo de la instalación, va a ser poco preciso al no contar con el efecto de las temperaturas, sobre el rendimiento de los módulos. Precisamente, al avanzar en esta misma pantalla, el sistema muestra un mensaje advirtiéndolo que las tensiones totales de cada rama, superan el límite de tensión de *MPPT* del inversor (Figura 3.2.3.9):

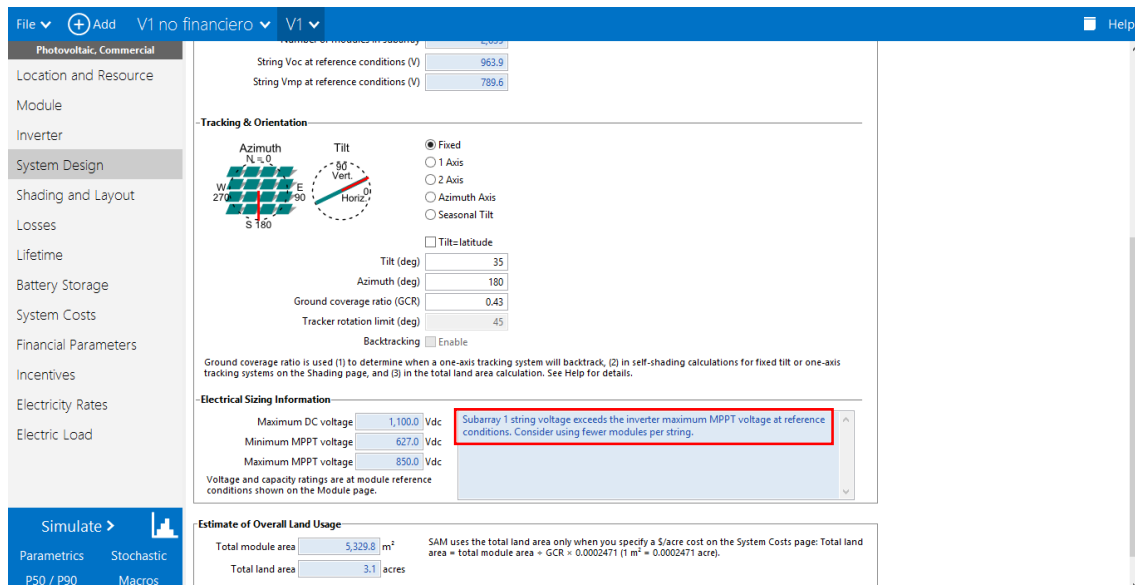


Figura 3.2.3.9. Pantalla de diseño del sistema (SAM).

Está claro que la disposición obtenida en los cálculos previos, no se va a ajustar a un modelo que emplea valores de referencia de las tensiones, pues al calcular los casos de temperaturas extremas, se obtienen rangos de tensiones más distanciados. Sabiendo la causa del problema, es razonable obviar dicho mensaje y continuar con la programación de la instalación.

También se aporta información sobre el área total ocupada por los paneles: 3,1 acres; cuya conversión a metros se indica seguidamente ($1\text{m}^2 = 0,0002471\text{ acre}$), lo cual se traduce en 12.546 m^2 . Este resultado difiere bastante de lo que se estima que ocuparán los 2.835 paneles: $2.835 \cdot 4,5\text{m}^2/\text{módulo} = 12.757,5\text{ m}^2$. Si se observa la fórmula que justifica el área total, aparece un término denominado *GRC* (*Ground Cover Ratio*), el cual se traduce en la distancia entre las filas de los módulos contando con el efecto de sombreado. Dada que la relación entre las unidades de *acre* y m^2 es de un orden tan reducido, y que el programa sólo acepta un decimal, se pierde precisión en el cálculo, lo que explica la diferencia en el resultado del área total.

Se puede entender mejor el efecto del *GRC* en la siguiente pantalla (Figura 3.2.3.10):

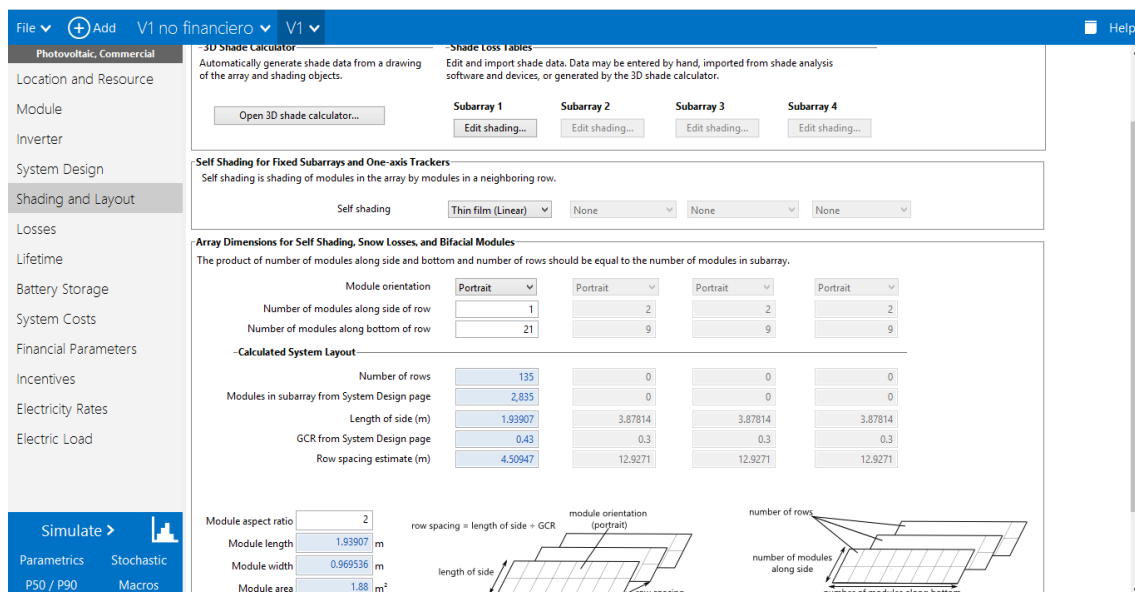


Figura 3.2.3.10. Pantalla de disposición y sombreado (SAM).

En esta pantalla se pueden apreciar varias funcionalidades del programa:

Primero se da la opción de emplear un calculador de sombras 3D, donde se pueden introducir diferentes obstáculos o edificaciones que puedan interferir en la recepción de la irradiación. En este caso, no hay apenas obstáculos considerables y por temas de simplicidad, no se ejecutará.

Seguidamente, SAM permite calcular el efecto del sombreado entre módulos con el factor *GCR* ya introducido. Con un *GRC* de 0,43 se obtiene un espacio entre filas de 4,51m, tal y como se calculó en el dimensionamiento.

De nuevo, el programa ofrece la posibilidad de implementar distintos *subarrays*, pero debido a la homogeneidad buscada, no se usará dicha funcionalidad. También permite elegir el número de módulos que se desean unir transversalmente a la fila (explicado en el esquema inferior derecho), lo que determinará el número de filas totales. Esto da la opción de optimizar espacio en caso de que no se disponga del mismo; sin embargo, el programa no permite números decimales de filas, por lo que deberá estar propiamente ajustado al número de módulos totales. Por temas de simplicidad, y dado que no afecta al cálculo de producción, se escogerán filas de un módulo transversalmente.

Finalmente, se puede ajustar la geometría del módulo con el denominado “*module aspect ratio*” que relaciona las dimensiones del mismo. Se deberá ajustar a las dimensiones del fabricante lo máximo posible.

Las pérdidas por nieve en este caso no afectarán a la ubicación escogida.

En la pantalla de la Figura 3.2.3.11, SAM pide información sobre las posibles pérdidas del sistema. Para estimar dichas pérdidas se recurre a valores estándar. El

programa da la opción de proveer valores por defecto para tres tipos de sistemas diferentes: inversores centrales, micro-inversores y optimizadores de continua.

Figura 3.2.3.11. Pantalla de cálculo de pérdidas del sistema (SAM).

Los valores de pérdidas escogidos son: 4% suciedad; 3% mismatch de módulos; 0,5% conexiones; 1,5% cableado DC; 1,5% nameplate (calidad del módulo); 1% optimizador de potencia; 1% cableado AC. [3]

Como se puede observar en la zona izquierda de la Figura 3.2.3.11, el siguiente paso es la indicación de la caída de eficiencia anual de los módulos. Se estimará una caída del 4% de eficiencia anual.

En la siguiente pantalla se introduce el sistema de acumulación por baterías, pero esta instalación carecerá de dicho sistema, ya que no se producirá energía en exceso suficiente como para que compense acumularla y la energía excedente será vertida a la red. Los sistemas de baterías son relativamente costosos todavía, y a la hora de vender el proyecto a una empresa, se atrasa mucho el periodo de recuperación del capital, haciéndolo menos interesante y más comprometedor.

A partir de este punto, queda pendiente la introducción de los datos económicos y financieros, en los cuales no se va a indagar ahora. El programa ofrece numerosos parámetros para obtener un estudio de viabilidad económica completo y exhaustivo, con la opción de incluir una financiación del proyecto.

Si se escoge el proyecto “no financiero” se prescindirá de dichos apartados, como se puede observar en la zona izquierda de la Figura 3.2.3.12 a continuación:

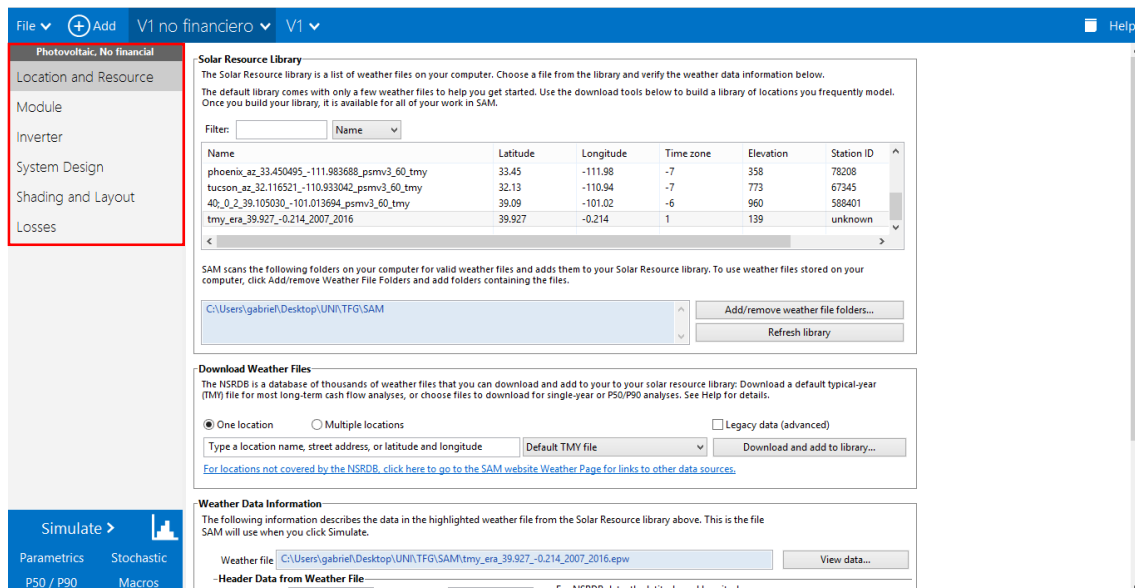


Figura 3.2.3.12. Proyecto fotovoltaico no financiero (SAM).

Finalmente, una vez introducidos todos los parámetros del proyecto, se puede ejecutar la simulación del mismo, obteniendo los resultados de la Figura 3.2.3.13 y 3.2.3.14

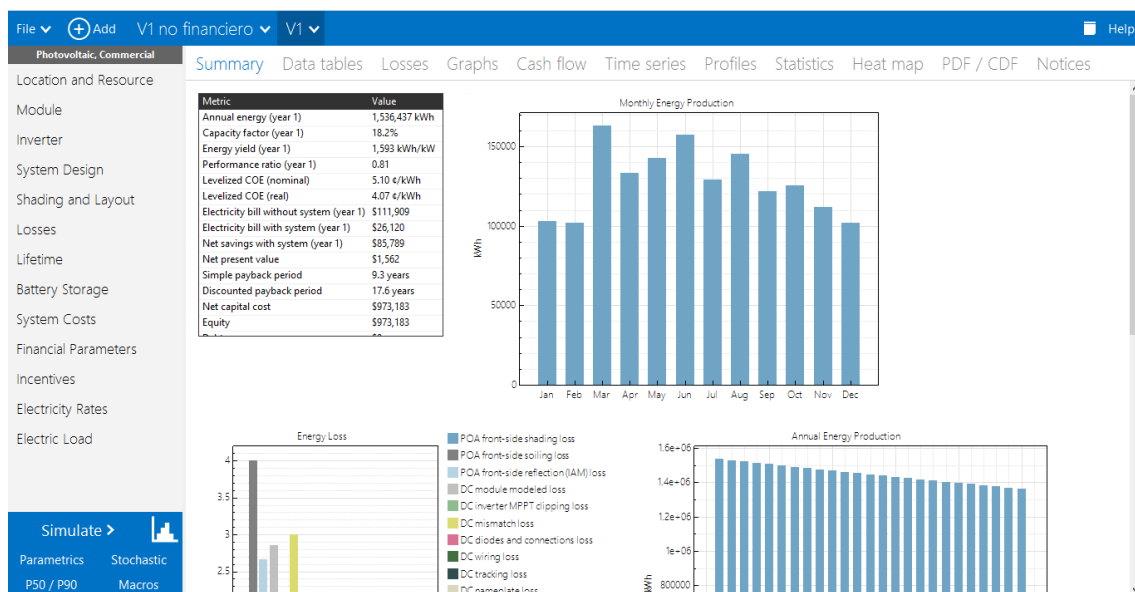


Figura 3.2.3.13. Simulación de la producción de la instalación fotovoltaica (SAM).

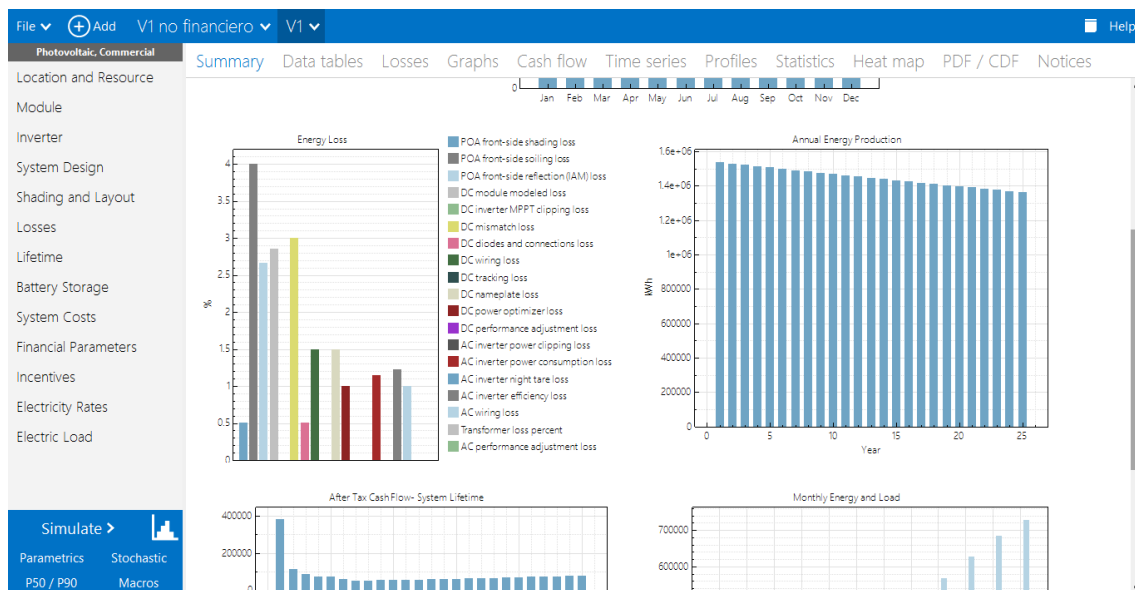


Figura 3.2.3.14. Simulación de la producción de la instalación fotovoltaica (SAM).

En la Figura 3.2.3.13 se puede observar una tabla resumen de los parámetros más importantes de la instalación. Entre ellos destacan:

Producción neta: 1.536.437 kWh

Factor Capacitivo: 18,2%

PR (*Performance Ratio*): 0,81

El resto de la información de dicha tabla hace referencia a las características económicas y financieras. También se puede apreciar la estimación de la curva anual de producción (mes a mes).

En la Figura 3.2.3.14 se obtiene la gráfica de las diferentes pérdidas del sistema, siendo la más importante la pérdida por “soiling” o ensuciamiento, seguida de las pérdidas por mala conexión (*mismatch*) y por defectos de modelaje del módulo. También se puede ver la caída de producción anual a lo largo de 25 años.

Las gráficas que asoman en la parte inferior, son las curvas de amortización del proyecto a 25 años y la carga eléctrica de la empresa contando la producción eléctrica. Como ya se ha mencionado, estos resultados serán obviados en este momento, ya que la intención de esta sección del proyecto es la comparación de la estimación de producción de la instalación, no el cálculo económico.

Un ejemplo de la personalización de los resultados se puede ver en la Figura 3.2.3.15, donde una vez introducido el consumo energético del cliente, el sistema muestra las gráficas de la demanda de energía, antes y después, del aporte de la generación fotovoltaica:

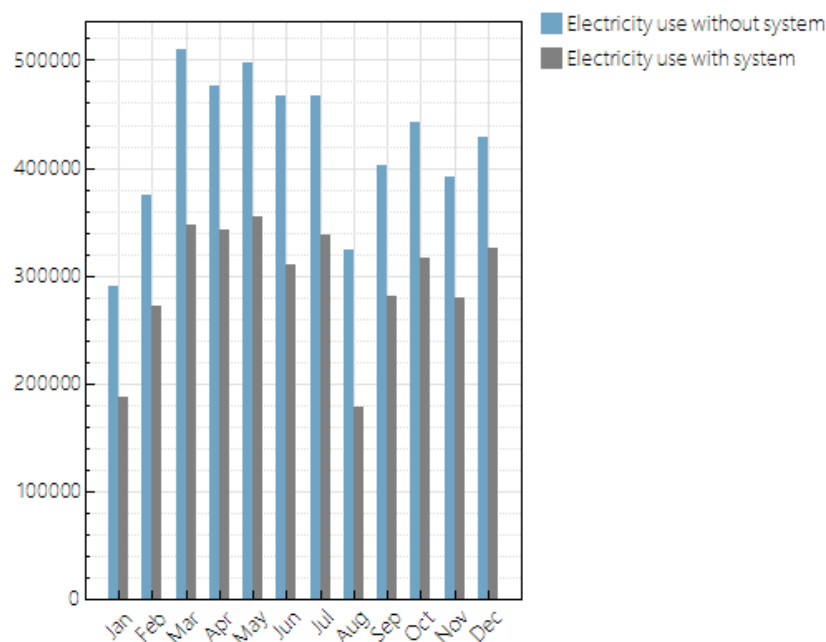


Figura 3.2.3.15. Necesidad energética del cliente antes y después de la instalación (SAM).

- Conclusión:

Ventajas:

SAM es un programa muy estético y visual. Las diferentes pantallas del programa presentan una interfaz intuitiva, donde se marca con claridad los parámetros que se deben introducir.

La guía del usuario es de gran utilidad y está muy bien estructurada para facilitar el uso y explicar con claridad cada apartado.

Posee numerosos tipos de sistemas para estudiar, y diferentes tipos de energías renovables, como mini-eólicas, sistemas de energía geotérmica, biomasa, solar térmica y concentración solar.

La descarga de este software es totalmente gratuita con un número de 15 simulaciones sin la necesidad de registrarse; sin embargo, sólo con verificar la clave que te entregan, es posible utilizarla ilimitadamente. Esto lo hacen para poder guardar ciertos datos como la dirección *IP* del ordenador, tipo de datos meteorológicos, número de simulaciones, etc. Además, envían ciertos datos a *U.S Department of Energy* para demostrar la utilidad de la herramienta, ya que estos son un gran componente financiero.

SAM, permite un estudio económico detallado de la instalación, donde se requieren numerosos datos al usuario para lograr un análisis lo más completo posible. Además, permite visualizar dichos resultados de muchas maneras distintas, permitiendo al usuario combinar los datos según sus preferencias.

Contiene un simulador de sombras 3D, que permite particularizar ciertas instalaciones que puedan tener obstáculos determinados como chimeneas, árboles, antenas, etc.

Desventajas:

La base de datos meteorológica es bastante reducida, abarcando únicamente América y Asia del sur, por lo que hay que recurrir a otras bases de datos como *PVGIS* para la obtención del recurso solar.

En el cálculo del dimensionamiento no tiene en cuenta la corrección de la tensión con la temperatura de célula, lo cual puede llevar a dimensionamientos erróneos de la instalación. Esto demuestra una programación incompleta y carente de determinados cálculos, lo que afecta al realismo de las estimaciones y la fiabilidad de los resultados.

Además, el programa no tiene en cuenta la pérdida de eficiencia por la temperatura, como se puede ver en la *Figura 3.2.3.14*. Esto corrobora lo explicado en el apartado anterior, y significa que la producción total estará un poco sobreestimada.

3.3 Comparación de resultados

En este apartado de la práctica, se pretende analizar los diferentes resultados obtenidos anteriormente con los softwares, a fin de determinar las diferencias y las ventajas y desventajas de cada uno.

Lo primero para poder analizar correctamente estos 3 softwares, es unir los resultados de la producción de la instalación:

- **PVsyst:**

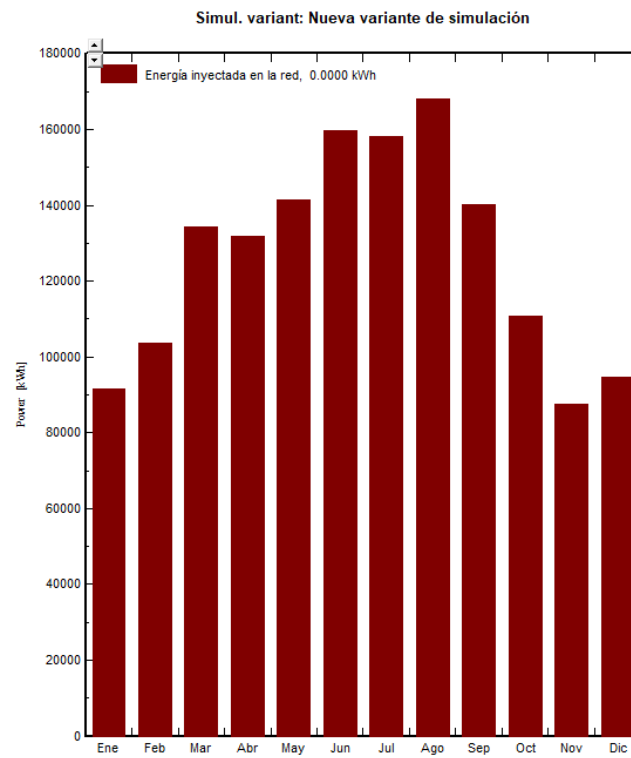


Figura 3.3.1. Resultados de producción de PVsyst.

- **PVGIS**

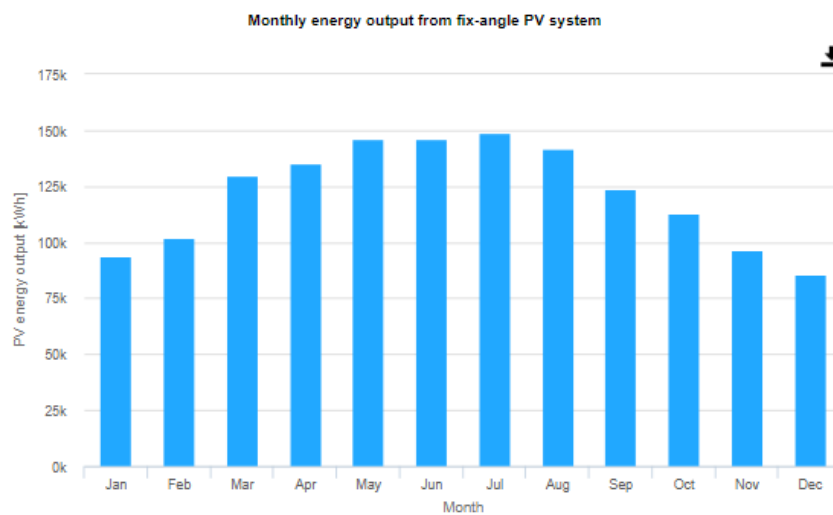


Figura 3.3.2. Resultados de producción de PVGIS.

- SAM

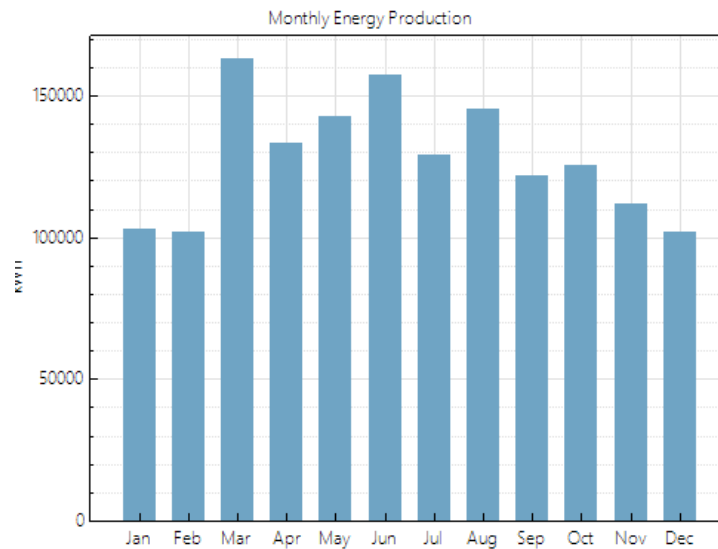


Figura 3.3.3. Resultados de producción de SAM

Como se puede observar, en los tres casos se obtienen curvas similares de producción, la variación se reduce a detalles del software. Por ejemplo, en *SAM* se obtiene un mes de producción máximo en marzo, mientras que en *PVsyst* y *PVGIS*, el mes de máxima producción es en julio. Para comprar numéricamente la estimación de los softwares, se han de unificar los datos de producción anual:

PVsyst: 1521 kWh/año

PVGIS: 1460 kWh/año

SAM: 1536 kWh/año

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos por *PVsyst* y *SAM* son relativamente similares. Mientras que *PVGIS* muestra una producción algo inferior: si se toma *PVsyst* como referencia: *PVGIS* es un 1% superior, mientras que *PVGIS* es de un 4% inferior.

La caída de *PVGIS*, se puede deber a las pérdidas totales del sistema (23.6%), frente a las pérdidas de los otros softwares (22.9% de *PVsyst*, y 19% de *SAM*). Es posible que dados los pocos parámetros que requiere el programa, prefiera estar del lado de la seguridad con estimaciones más reducidas.

Dado que el recurso solar es el mismo en los tres softwares, es posible que analizando las pérdidas se puedan sacar conclusiones que expliquen los resultados. En las siguientes imágenes se pueden apreciar las pérdidas simuladas en *PVsyst* y en *SAM* (Figuras 3.3.4 y 3.3.5):

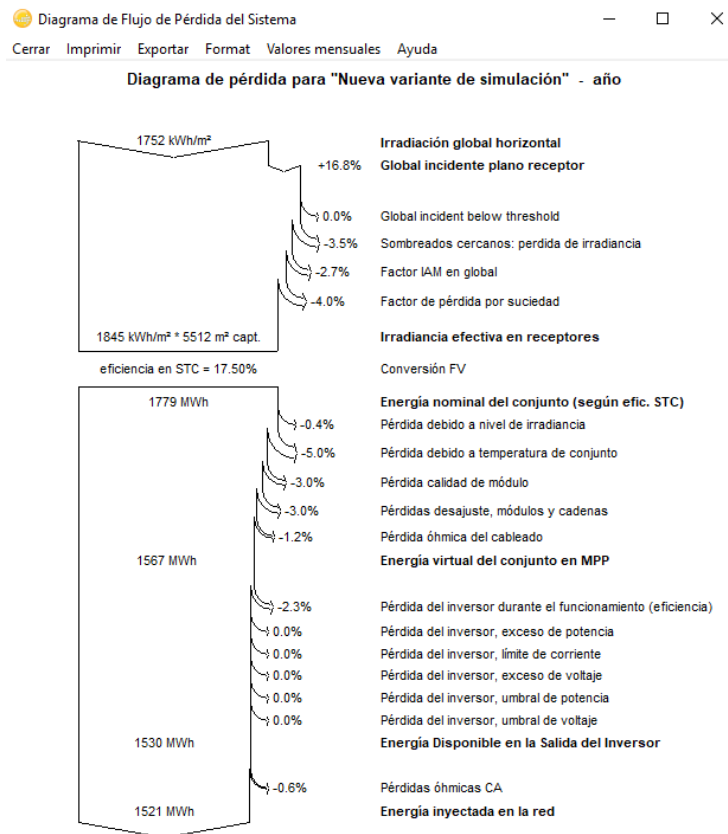


Figura 3.3.4. Esquema de las pérdidas simuladas en PVsyst.

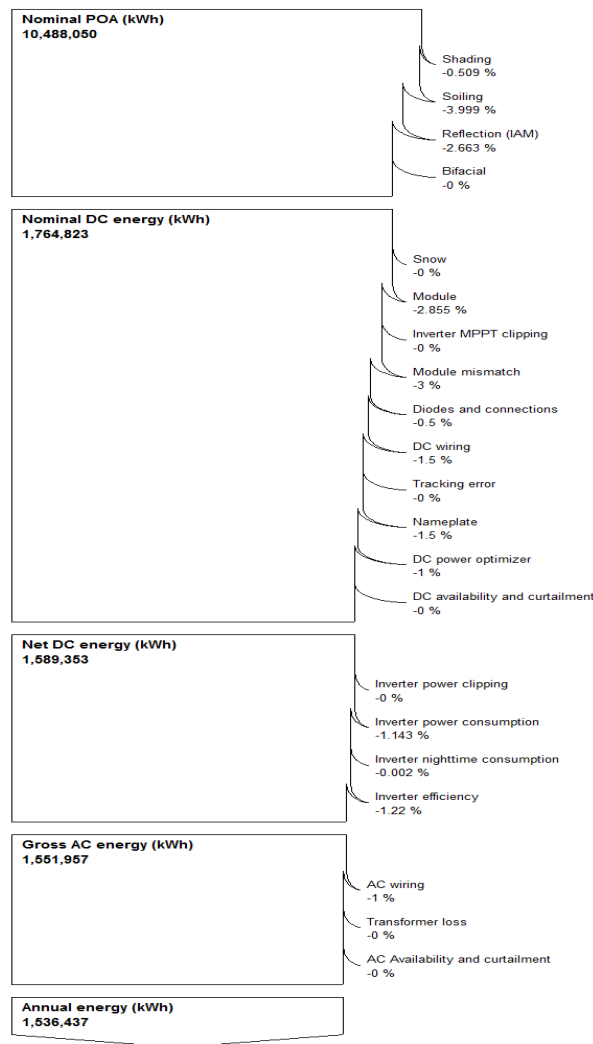


Figura 3.3.5. Esquema de las pérdidas simuladas en SAM.

Si se estudian con cuidado ambos esquemas, se pueden observar claras diferencias en algunos parámetros, como en el efecto de las sombras (*shading*), que en *SAM* es considerablemente menor que en *PVsyst* (0,509% vs 3,5%). Esto se debe a la estimación del sombreado de *PVsyst* en el apartado de la Figura 3.2.1.7, la cual se podría mejorar introduciendo una mayor distancia entre la fila de módulos, lo que no concordaría con los cálculos previos, donde se calculó la distancia óptima entre filas y, a raíz de eso, se obtuvo el número de paneles máximo que caben en el emplazamiento.

Como ya se ha mencionado anteriormente, otro factor a destacar, es la ausencia del efecto de la temperatura en el esquema de *SAM*. Este parámetro que no se puede introducir en ningún apartado del programa. Además, es de recordar que la estimación del dimensionamiento en *SAM*, se lleva a cabo con las tensiones de referencia, sin corregir el efecto de la temperatura sobre ellas. Esto puede ser la explicación más clara de por qué el resultado de producción anual, supera al estimado por *PVsyst*.

Está claro que el resultado de *SAM* y *PVsyst*, es relativamente similar, aunque presentan notables diferencias en el modo de ejecución. Sin embargo, *PVsyst* es una herramienta más fiable, ya que tiene en cuenta parámetros que *SAM* obvia.

Si se busca un estudio completo fotovoltaico, la mejor herramienta es *PVsyst*. Esta presenta una mayor precisión en cuanto al cálculo de producción y un mayor detalle en la representación de los parámetros de la instalación, módulos, inversores, curvas características, etc. El valor técnico y el nivel de desarrollo son notablemente mayores y, al especializarse en sistemas fotovoltaicos, los cálculos son más exactos y realistas.

Cabe mencionar la posibilidad de utilizar el programa en distintos idiomas, que agiliza el trabajo en muchos casos.

Sin embargo, este software no es gratuito. Para poder usar este programa más de un mes, habrá que invertir cierto capital, por lo que es recomendable contemplar previamente el uso que se le va a dar al mismo.

Por otro lado, si se necesita un estudio económico en el que incluir parámetros específicos como: costes del sistema, parámetros financieros, subvenciones, costes detallados de la electricidad, impuestos desglosados, etc. será más conveniente recurrir a *SAM* (Figura 3.3.4).

The screenshot shows the SAM 2018.11.11 software interface. The title bar indicates the file path: C:\Users\gabriel\Desktop\UNI\TFG\SAM\v2.sam. The interface is divided into a sidebar on the left and a main workspace on the right. The sidebar contains a list of categories: Photovoltaic, Commercial, Location and Resource, Module, Inverter, System Design, Shading and Layout, Losses, Lifetime, Battery Storage, System Costs (highlighted), Financial Parameters, Incentives, Electricity Rates, and Electric Load. At the bottom of the sidebar are buttons for 'Simulate >', 'Parameters', 'Stochastic', 'P50 / P90', and 'Macros'. The main workspace is titled 'Direct Capital Costs' and contains several input fields and calculated values. The 'Module' section shows 2,835 units at 0.3 kWdc/unit, totaling 964.7 kWdc, with a cost of \$848,930.50. The 'Inverter' section shows 9 units at 110.0 kWac/unit, totaling 990.0 kWac, with a cost of \$66,822.45. The 'Battery pack' and 'Battery power' sections show 0.0 kWh and 0.0 kW, respectively, with a cost of \$0.00. The 'Balance of system equipment' section shows 0.00 \$/Wdc, 0.00 \$/m², and 0.00 \$/Wdc, with a cost of \$0.00. The 'Installation labor' section shows 0.00 \$/Wdc, 0.00 \$/m², and 0.00 \$/Wdc, with a cost of \$0.00. The 'Installer margin and overhead' section shows 0.00 \$/Wdc, 0.00 \$/m², and 0.00 \$/Wdc, with a cost of \$0.00. The 'Subtotal' is \$935,752.94. The 'Contingency' section shows 4% of subtotal, with a cost of \$37,430.12. The 'Total direct cost' is \$973,183.06. The 'Indirect Capital Costs' section shows 0% of direct cost, 0.00 \$/Wdc, 0.00 \$/m², and 0.00 \$/Wdc, with a cost of \$0.00. The 'Land Costs' section shows 3.1 acres, 0 \$/acre, 0 \$/acre, and 0 \$/acre, with a cost of \$0.00. The 'Sales Tax' section shows 0% sales tax basis, 0% sales tax rate, and 0% sales tax rate, with a cost of \$0.00. The 'Total indirect cost' is \$0.00. The 'Total installed cost' is \$973,183.06.

Figura 3.3.6. Ejemplo de los parámetros económicos de SAM.

Es de notar el detalle con el que *SAM* permite elaborar el cálculo económico. Sin lugar a dudas, es una herramienta completa y gratuita.

Otra razón por la que se debería escoger a *SAM* frente a los otros softwares es por su capacidad de adaptación a otros tipos de energía renovables como eólica, geotérmica, biomasa, solar térmica, concentración, etc.

Finalmente, queda mencionar a *PVGIS*. Este programa presenta grandes ventajas frente a sus competidores, entre las que destaca su sencillez y facilidad de uso, puesto que requiere muy pocos parámetros de entrada, y realiza unas simulaciones muy precisas si se tiene en cuenta la poca información que precisa.

Como simulador fotovoltaico, *PVGIS* es de gran utilidad en vistas a realizar estudios superficiales y rápidos. Aunque, si se tiene en cuenta la base de datos meteorológica desarrollada, se vuelve una herramienta muy potente, pues se puede confiar en la precisión y exactitud del recurso solar. De este recurso dependen muchos softwares para su correcto funcionamiento, pues sin *PVGIS*, no se podría haber simulado la instalación en *SAM*, para el emplazamiento escogido.

PVGIS es una herramienta que no ofrece elaboradas simulaciones, y no es de gran utilidad para estudios fotovoltaicos exhaustivos. Sin embargo, es un programa con el que contar para obtener estimaciones de generación rápidos y para comparar resultados con otros softwares. En el caso de que se trate de un estudio superficial, *PVGIS* es el mejor candidato.

4. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICO PARA UNA EMPRESA

Para poder demostrar el potencial real de las instalaciones fotovoltaicas, es necesaria la evaluación del ahorro económico que estas pueden ofrecer a la empresa. En el mundo empresarial, las decisiones que dependen de inversiones y de valores económicos considerables, tienen muy en cuenta la rentabilidad a corto y medio plazo. Por esto mismo, los proyectos de autoconsumo fotovoltaico deben ofrecer periodos cortos de recuperación para facilitar la firma del cliente.

En vistas a la necesidad de convencer al cliente, es necesario plantear la instalación cuanto más económica posible. Esta es la razón primaria por la que no se suelen realizar instalaciones para empresas, con acumulación, ya que las baterías, actualmente suponen un coste relativamente alto, retrasando los periodos de recuperación de la inversión.

Además, en muchas ocasiones, se recurre a entidades financieras que se encargan de proveer el capital necesario. Estas, a través de un contrato de *renting*, establecen una cuota anual durante un número determinado de años, por las que el cliente irá devolviendo dicha inversión con un cierto interés.

El objetivo de este apartado es el de analizar el efecto de ahorro de la instalación sobre el consumo eléctrico del cliente, por lo que se va a realizar un análisis realista, partiendo de datos actuales del sector energético y eléctrico [1], [2]. Posteriormente, se realizará una simulación con los softwares previamente empleados, a fin de evaluar sus capacidades de análisis.

4.1 Definición de parámetros

Antes de comenzar con los cálculos se ha de explicar cada punto con detalle y justificar cada cálculo y estimación.

- Presupuesto de la instalación:

El presupuesto de la instalación es lo que va a determinar, mayormente, la viabilidad del proyecto. En él se incluirán todos los componentes necesarios para la ejecución y el funcionamiento de la misma, sin incluir el mantenimiento. Además, todo el cálculo se efectuará sin tener en cuenta el IVA. En la *Tabla 4.1.1*, se muestran todos los componentes de la instalación:

Presupuesto de la Instalación fotovoltaica					
Código	Ud.	Descripción	Cantidad	Precio/ud.	Total
Capítulo 01 Paneles Fotovoltaicos					
01.01	Uds	Módulo Solar Fotovoltaico CANADIAN SOLAR CS6U-340P. [12]	2.835	197,92 €	561.103,20 €
			Total Capítulo 01		561.103,20 €
Capítulo 02 Inversor Fotovoltaico					
02.01	Uds	Inversor fotovoltaico INGECON SUN 3PLAY 100TL PRO [13]	9	7.686 €	69.174 €
02.02	Uds	KIT AUTOCONSUMO 1PLAY & 3PLAY INGETEAM	1	791 €	791 €
			Total Capítulo 02		69.965,12 €
Capítulo 03 Estructura					
03.01	Uds	Soporte Metálico para Módulo Fotovoltaico, inclinado 2V Suelo. No incluye cimentación	2835	60 €	170.951 €
			Total Capítulo 03		170.950,50 €
Capítulo 04 Cuadros Eléctricos					
04.01	Uds	Cuadro de Protección. Incluyendo p.p. pequeño material y mano de obra	9	1.677 €	15.096 €
04.02	Uds	Cuadro de Baja Tensión 630 A. Tipo CBTA. Incluyendo p.p. pequeño material y mano de obra	2	3.983 €	7.966 €
			Total Capítulo 04		23.062,12 €
Capítulo 05 Instalaciones Eléctricas B.T.					
05.01	m	Línea de Cable Unipolar RV-K 0,6/1 kV 1x6 mm2. Incluyendo p.p. de accesorios pequeño material y mano de obra	24480	1 €	30.845 €
05.02	m	Línea de Cable Unipolar RZ1 (AS) AL 0,6/1 kV 4x150mm2. Incluyendo p.p. de accesorios pequeño material y mano de obra	936	21 €	19.207 €
05.03	m	Bandeja Metálica Rejilla 100x60 Galvanizada en Caliente. Incluyendo p.p. de accesorios pequeño material y mano de obra	27	15 €	406 €
			Total Capítulo 05		50.457,87 €
Capítulo 06 Seguridad y Medios de Elevación					
06.01	Uds	Seguridad. Medios de seguridad en la obra	1	11.627 €	11.627 €
06.02	Uds	Medios de Elevación. De materiales y personas	1	9.181 €	9.181 €
			Total Capítulo 06		20.807,10 €
Capítulo 07 Legalización					
07.01	Uds	Dirección de Obra y Legalización de la Instalación. Incluido dirección técnica de la obra, redacción del proyecto, certificado de fin de obra, tramitación y puesta en marcha de la instalación.	1	28.792 €	28.792 €
			Total Capítulo 07		28.792,00 €
Capítulo 08 Instalaciones Eléctricas M.T.					
08.02	Uds	Relé de Protección de MT 59N	1	4.500 €	4.500 €
			Total Capítulo 08		4.500,00 €
			Total Presupuesto		929.637,91 €

Tabla 4.1.1. Presupuesto de la instalación fotovoltaica [2].

Como se puede observar en el capítulo 08 de la *Tabla 4.1.1*, dentro de la parte de media tensión de la instalación, únicamente hay un relé de protección 59N. Esto se debe a que, las distribuidoras permiten evitar toda la instalación de media tensión, incluyendo el centro de transformación, cableado, etc. que son muy costosos (un centro de media tensión cuesta aproximadamente 104.000€). Esto se puede evitar instalando dicha protección [2].

- Consumo energético:

El consumo del cliente, es una información necesaria para obtener el cálculo del ahorro sobre la factura eléctrica. A través de los datos de potencia y energía contratada por periodos, y con los precios de los mismos, se puede hallar una aproximación del gasto eléctrico anual del cliente.

Estos datos se pueden obtener a partir de la *CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia)*, que pone a disposición de las comercializadoras, los datos del consumo de las empresas en la base de datos *SIPS*.

En este caso, para obtener dichos datos de consumo anual de la empresa, se va a recurrir a los datos proporcionados por la comercializadora de electricidad *Total Gas y Electricidad S.A.* [1], obtenido de la base de datos de las comercializadoras *SIPS*. Con dichos datos se puede construir la *Tabla 4.1.2*:

ENERGÍA CONSUMIDA								
MES	SIN DH	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
ENERO	0 kWh	64.757 kWh	105.220 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	119.662 kWh	289.639 kWh
FEBRERO	0 kWh	74.809 kWh	122.141 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	177.119 kWh	374.069 kWh
MARZO	0 kWh	0 kWh	0 kWh	94.665 kWh	153.898 kWh	0 kWh	261.177 kWh	509.740 kWh
ABRIL	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	226.599 kWh	249.105 kWh	475.704 kWh
MAYO	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	241.165 kWh	256.262 kWh	497.427 kWh
JUNIO	0 kWh	54.528 kWh	53.272 kWh	42.641 kWh	71.776 kWh	0 kWh	244.705 kWh	466.922 kWh
JULIO	0 kWh	116.394 kWh	111.813 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	238.615 kWh	466.822 kWh
AGOSTO	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	323.307 kWh	323.307 kWh
SEPTIEMBRE	0 kWh	0 kWh	0 kWh	70.972 kWh	117.663 kWh	0 kWh	213.554 kWh	402.189 kWh
OCTUBRE	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	206.823 kWh	235.594 kWh	442.417 kWh
NOVIEMBRE	0 kWh	0 kWh	0 kWh	72.972 kWh	117.879 kWh	0 kWh	200.385 kWh	391.236 kWh
DICIEMBRE	0 kWh	74.914 kWh	121.633 kWh	0 kWh	0 kWh	0 kWh	231.326 kWh	427.873 kWh
TOTAL	0 kWh	385.402 kWh	514.079 kWh	281.250 kWh	461.216 kWh	674.587 kWh	2.750.811 kWh	5.067.345 kWh

Tabla 4.1.2. Tabla de los consumos de la empresa por periodos y por meses. [1]

De la *Tabla 4.1.2*, se pueden obtener dos gráficos de consumo: uno de consumo por meses *Figura 4.1.1*, y otro de consumo por periodos *Figura 4.1.2*:

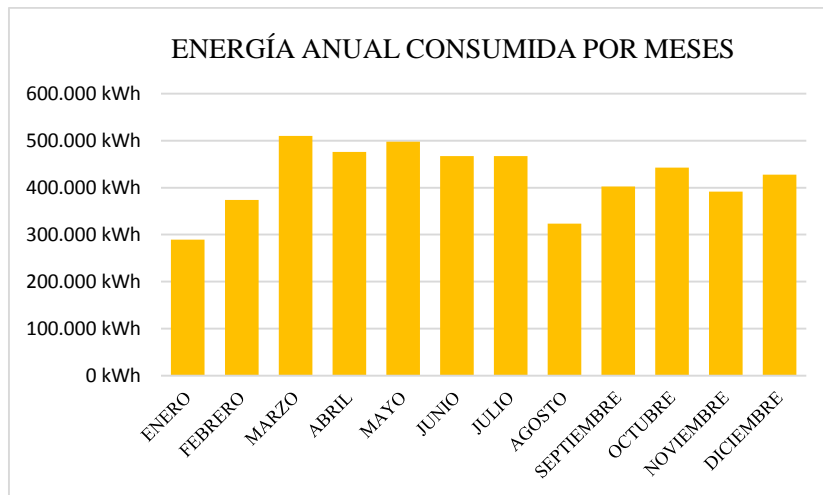


Figura 4.1.1. Gráfica de consumo por meses de la Tabla 4.1.2. (Elaboración propia)

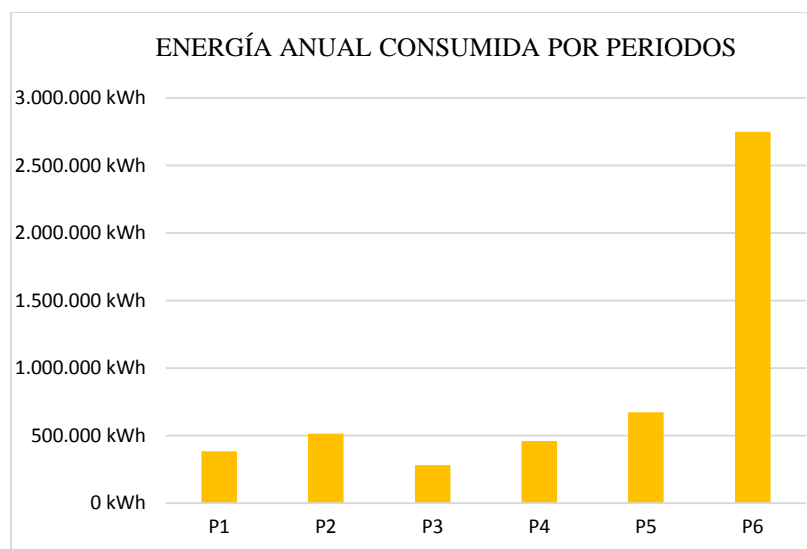


Figura 4.1.2. Gráfica de consumo por periodos de la Tabla 4.1.2. (Elaboración propia)

- Factura eléctrica:

A partir de los datos de consumo, y de los precios de la energía y potencia por periodos, se puede realizar una simulación de la factura anual eléctrica del cliente. A continuación, se muestran las tablas correspondientes al cálculo de la factura anual: *Tablas 4.1.3, 4.1.4, 4.1.5 y 4.1.6.*

POTENCIA			
PERIODO TARIFARIO	POTENCIA CONTRATADA	TÉRMINO DE POTENCIA	TOTAL
SIN DH	0,00 kW	0,00000 €/kW	0,00 €
P1	1.000,00 kW	0,10929 €/kW	39.890,85 €
P2	1.000,00 kW	0,05469 €/kW	19.961,85 €
P3	1.000,00 kW	0,04002 €/kW	14.607,30 €
P4	1.000,00 kW	0,04002 €/kW	14.607,30 €
P5	1.000,00 kW	0,04002 €/kW	14.607,30 €
P6	1.300,00 kW	0,01826 €/kW	8.664,37 €
SUMA			112.338,97 €

4.1.3. Tabla de cálculo de gasto en potencia del cliente. (Elaboración propia)

ENERGÍA			
PERIODO TARIFARIO	ENERGÍA TOTAL ANUAL	TÉRMINO DE ENERGÍA	TOTAL
SIN DH	0,00 kWh	0,00000 €/kWh	0,00 €
P1	385.403,00 kWh	0,11741 €/kWh	45.249,40 €
P2	514.079,00 kWh	0,10498 €/kWh	53.969,56 €
P3	281.245,00 kWh	0,09462 €/kWh	26.611,40 €
P4	461.216,00 kWh	0,08534 €/kWh	39.362,02 €
P5	674.587,00 kWh	0,08182 €/kWh	55.192,01 €
P6	2.750.810,00 kWh	0,07363 €/kWh	202.547,64 €
SUMA	5.067.340,00 kWh	0,08346 €/kWh	422.932,02 €

Tabla 4.1.4. Tabla de cálculo de gasto en energía del cliente. (Elaboración propia)

IMPUESTO ELÉCTRICO			
	BASE APLICACIÓN IMPUESTO	IMPUESTO	TOTAL
	535.270,99 €	5,11269632%	
SUMA			27.366,78 €

Tabla 4.1.5. Tabla de cálculo de gasto en impuesto eléctrico del cliente. (Elaboración propia)

TOTAL COSTE ANUAL (IVA NO INCLUIDO)	562.637,77 €
-------------------------------------	--------------

Tabla 4.1.6. Resultado económico total de la factura del cliente. (Elaboración propia)

Además, en la Figura 4.1.3, se muestra un gráfico esquema del volumen de cada término de la factura:

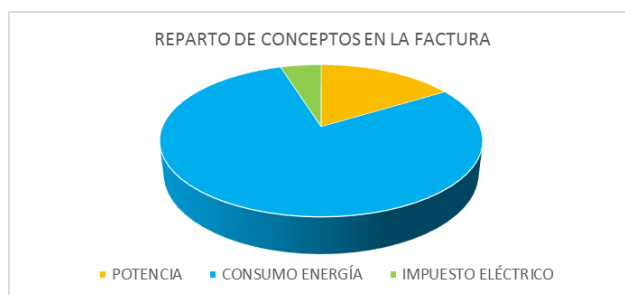


Figura 4.1.3. Reparto de conceptos de la factura del cliente. (Elaboración propia)

Los precios utilizados de potencia y energía en las Tablas 4.1.3 y 4.1.4, son precios estándar de las comercializadoras [1]. En el caso de los precios de la energía, se cuenta

con la adición de un coste operativo de la comercializadora, estimado para las facturas de alta tensión (6.1), de 0,25 cént/kWh.

El impuesto eléctrico, como bien se muestra en la *Tabla 4.1.5*, es del 5,112696%.

El gasto eléctrico total, se calcula sumando el coste de la potencia, energía, e impuesto eléctrico (*Tabla 4.1.6*).

- Producción fotovoltaica:

La generación de energía fotovoltaica, es lo que va a determinar el ahorro del cliente, al compararlo con el gasto por consumo eléctrico. Se ha de tener en cuenta que no toda la energía producida se va a poder consumir, y este excedente de energía, se va a verter a la red a cambio de una compensación económica en la factura eléctrica. Por ello, se ha de restar la energía vertida a red al total de la energía útil, para obtener el ahorro por autoconsumo.

Para los datos de la producción fotovoltaica se va a recurrir a los resultados obtenidos con *PVsyst*, que como ya se ha indicado anteriormente, son los más fiables de entre los softwares analizados (*Figura 4.1.4*).

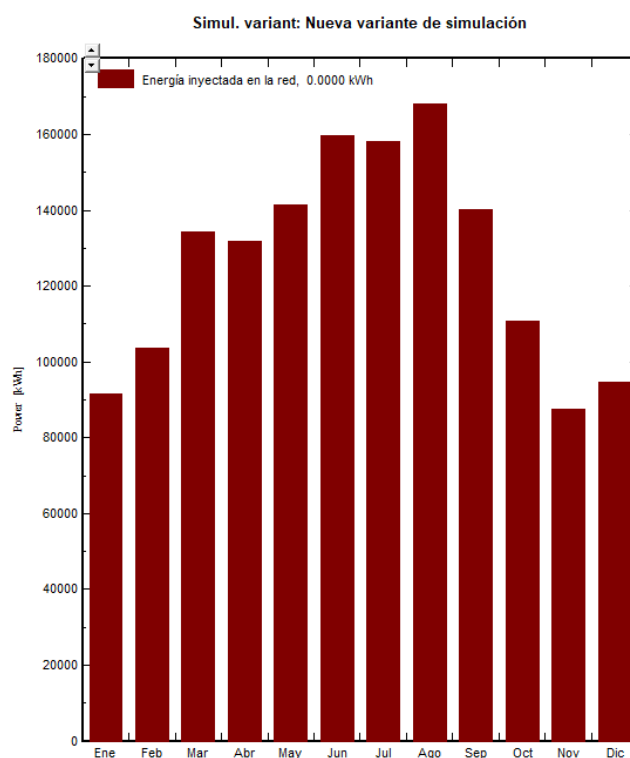


Figura 4.1.4. Producción fotovoltaica obtenida con PVsyst.

- Ahorro en energía:

Para calcular el valor monetario de esa energía auto consumida, habría que determinar en qué momento se ahorra esa energía, es decir, en qué periodo se obtiene el ahorro, ya que cada periodo tiene un precio de la energía, como se puede ver en la *Tabla 4.1.4*. Sin embargo, por motivos de simplicidad, generalmente, se emplea un cálculo directo obteniendo un precio medio ponderado entre todos los periodos, que se aplica a la energía de autoconsumo, de la siguiente manera:

$$\text{Precio medio ponderado} = \frac{\sum_{i=1}^6 \text{Precio}_i \cdot \text{Energía}_i}{\sum_{i=1}^6 \text{Energía}_i} \quad (7)$$

Siendo Energía_i la energía consumida en el periodo i , y Precio_i el precio de la energía en el periodo i . De este cálculo se obtiene un precio medio ponderado de 0,08346 €/kWh.

En cuanto al porcentaje de ahorro por autoconsumo, se puede hacer un cálculo sencillo aproximado, dividiendo la energía dedicada al autoconsumo, entre la energía total consumida, previa a la instalación fotovoltaica:

$$E. \text{ahorrada} = \frac{E. \text{útil} - E. \text{vertida a red}}{E. \text{consumida total}} = \frac{1.521.000 - 175.103,35}{5.067.340} = 26,56\% \quad (8)$$

- **Vertido a Red:**

El vertido a red, como se ha explicado anteriormente, es la energía que, en momentos determinados, no se puede consumir, ya sea por motivos de exceso de producción frente al consumo, o por ausencia directa de consumo. Esta energía, en vez de acumularla en baterías que resultan ser muy costosas, se vende a la comercializadora contratada al precio pactado, que se suele encontrar entre los 4 y 5,5 cent/kWh [22], que será compensado posteriormente en su factura eléctrica anual.

Para el cálculo de la energía vertida a red, hay que realizar un simple cálculo, solapando las curvas horarias de producción con las curvas horarias de consumo (o las curvas cuarto horarias, para obtener más precisión). En este solape, la energía que sobresalga a la curva de consumo, será la energía que se verterá a la red (similar al cálculo de ahorro en potencia mostrado posteriormente, en las *Figuras 4.1.5, 4.1.6 y 4.1.7*). Para obtener las curvas de consumo, se pueden pedir al cliente mismo, o acceder a la base de datos *SIPS*, de alguna comercializadora de electricidad, para obtener dichos datos de consumo [1]. Las curvas horarias de producción, se pueden obtener a partir de *PVGIS* o *PVsyst*.

El cálculo para la obtención de esta energía excedente, no es un cálculo complicado, pero sí extenso, ya que requiere la comparación hora a hora durante los 365 días del año. Los proveedores de fotovoltaica suelen disponer de hojas de *Excel* muy extensas, donde introduciendo unos pocos datos, obtienen un resultado rápido. Esta

herramienta es de extrema confidencialidad, pues es uno de los puntos diferenciadores entre estas empresas del sector. Por lo tanto, se ha recurrido a la ayuda del proveedor previamente mencionado, para la obtención de este cálculo de energía vertida a red, el cual se estima que es: $175.103,35 \text{ kWh/año}$ [2].

Para determinar el importe de ahorro en la factura del cliente se realizará la simple operación de multiplicar el vertido total, por el precio de compra de la comercializadora, que se estimará como $4,815 \text{ cent/kWh}$ [1]. Además, hay que tener en cuenta el impuesto por generación del 7% anuales, por lo que $4,815 * 0,93 = 4,5 \text{ cent/kWh}$. Dando un resultado de 7.880 €/año .

- **Ahorro en potencia:**

El ahorro en potencia, proviene de la misma base teórica que el cálculo del vertido a red. Para obtener este cálculo, se debe recurrir a la misma información que para el vertido, pero teniendo en cuenta el término de potencia en vez del término de energía.

Con las curvas horarias de la potencia consumida, y las curvas horarias de potencia generada (o cuarto horarias para obtener mayor precisión), se puede establecer la reducción de consumo de potencia del cliente y, por lo tanto, reducir la potencia contratada con la comercializadora.

Para obtener un cálculo de ahorro lo más preciso posible, hay que tener en cuenta la tarifa eléctrica contratada por el cliente con la comercializadora, para poder evaluar el precio de esa potencia ahorrada, ya que los precios de la potencia también varían con el periodo. Es de añadir, que los precios por periodos de la potencia, no dependen de la comercializadora, si no, que son fijos y vienen establecidos por el *BOE (Boletín Oficial del Estado)* [2].

Se suele recomendar al cliente, que espere un año de funcionamiento para hacer todas las comprobaciones, antes de efectuar dicha reducción en la potencia contratada. Por esto mismo, el primer año de funcionamiento, se estima un ahorro en potencia de únicamente el 40% del importe total. Esto es debido a que gran parte de este ahorro se debe al ajuste de la reducción de la factura. A partir del segundo año se empleará un 80% del cálculo total del ahorro anual para estar del lado de la seguridad [2].

En la *Figura 4.1.5*, se puede observar un ejemplo gráfico del cálculo del ahorro en potencia para un día “tipo”:

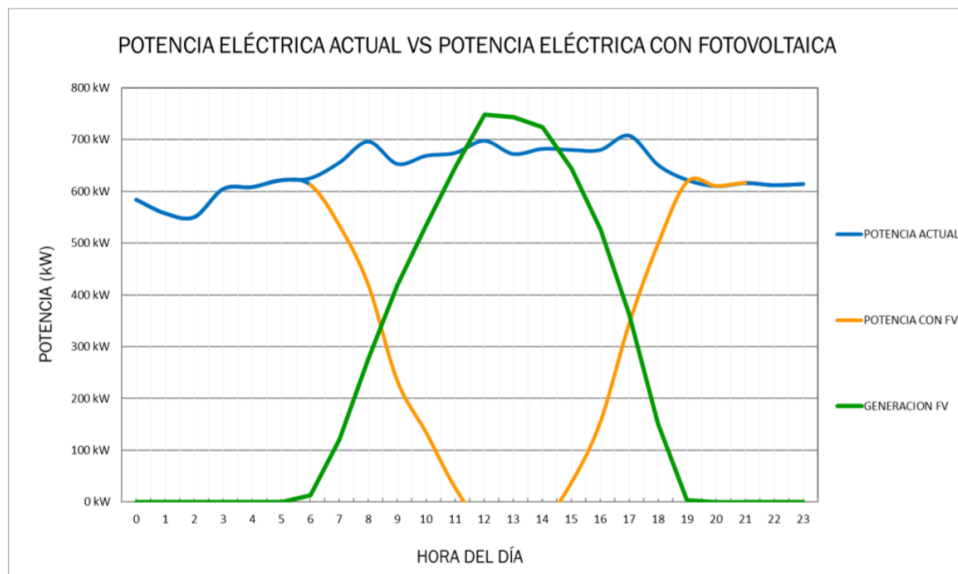


Figura 4.1.5. Solapamiento horario de las curvas de potencia generada vs consumida [2].

En este caso se cumple que, a determinadas horas del día, la instalación puede suplir la potencia total demandada por la empresa.

En las siguientes imágenes (Figura 4.1.6 y 4.1.7), se puede observar el solapamiento de las curvas de consumo y generación, de potencia, en los meses de enero y julio:

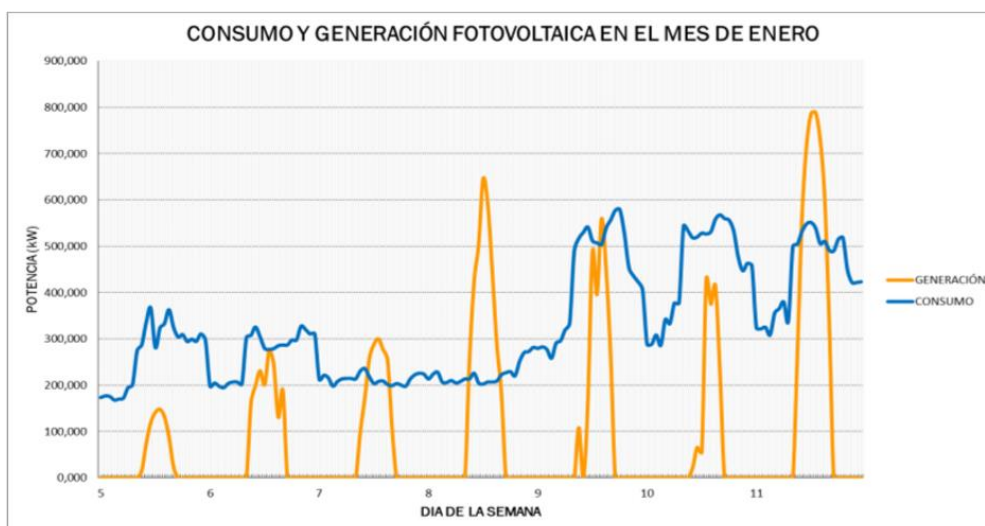


Figura 4.1.6. Solapamiento diario de las curvas de potencia generada vs consumida en enero. [2]

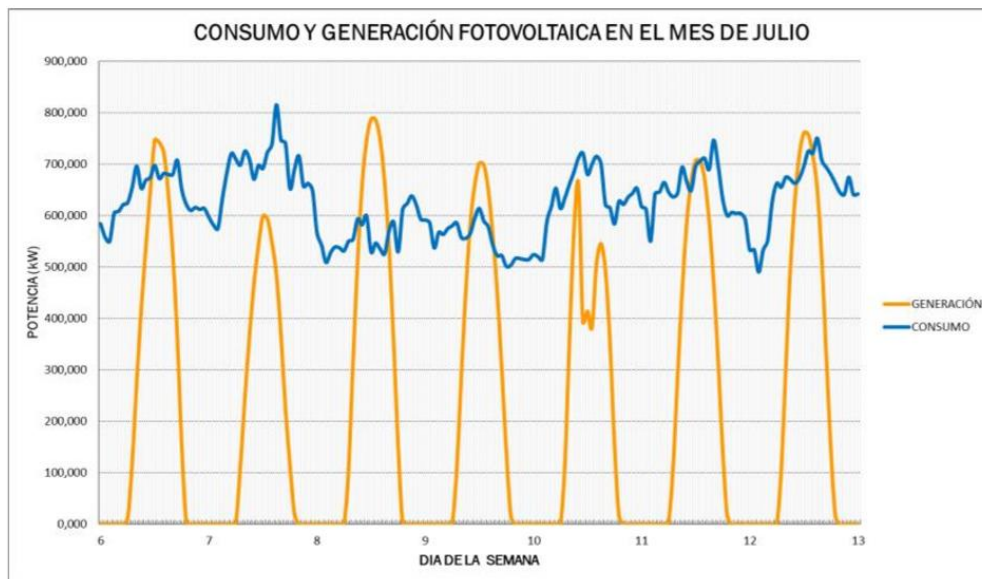


Figura 4.1.7. Solapamiento diario de las curvas de potencia generada vs consumida en julio. [2]

Para el cálculo total del ahorro en potencia, al igual que para la energía vertida, se va a recurrir al cálculo estimado por el proveedor *Aresol* [2], ya que la herramienta de cálculo del ahorro en potencia, es confidencial y de gran valor para la empresa. El cálculo estimado es de: 29.931,09 €.

- Ahorro/gasto fiscal:

El ahorro fiscal, se trata de un ahorro que obtiene la empresa a la hora de incrementar sus gastos. El gasto fiscal parte del mismo concepto, pero supone un gasto a la empresa tras obtener ciertos ahorros.

Se trata de un cálculo estimativo hacia el cliente, siempre del lado de la seguridad, por lo que el porcentaje de este ahorro, se calcula como un 25% de los gastos, como ahorro fiscal, o como un 25% de los ingresos por ahorro, como gasto fiscal [2].

Se tiene en cuenta el gasto fiscal como un factor influyente, ya que se procura estar del lado de la seguridad. Sin embargo, hay muchos proveedores que no tienen en cuenta este gasto para mostrar al cliente un mejor resultado económico.

- Financiación:

En muchas ocasiones, por temas de falta de fondos, o para poder permitirse la instalación, muchas empresas recurren a una financiación. Las entidades financieras evaluarán la situación y la deuda de la empresa, y establecerán una cuota anual a la misma.

Esta financiación supone establecer un contrato de *renting* entre la entidad financiera y el cliente, por lo que, dado que la empresa no llega a “poseer” la instalación en ningún momento, por temas legales se establece una cuota de *renting* simbólica, una

vez terminado el periodo de devolución de la financiación. Se suele estimar que dicha cuota “residual”, será el 3% del importe de la cuota de *renting* del periodo de financiación.

Para el cálculo económico, se va a recurrir a los datos obtenidos en el periodo de prácticas [1], del departamento financiero de *Total Gas y Electricidad S.A.* Este, estima que, para el presupuesto indicado, la cuota anual de *renting* será: para una financiación a 6 años, una cuota de 18.087,4 € anuales, y para una financiación a 7 años, una cuota de 14.098,1 € anuales.

- **Mantenimiento:**

El mantenimiento de la instalación corre a cuenta del proveedor, que es quien establece el importe pertinente. Para el importe del mantenimiento de esta instalación se va a recurrir al proveedor previamente mencionado *Aresol* [2]. La estimación por el lado de la experiencia de esta instalación, es de un importe de 525 €/mes, o, 6.300 €/año.

Este mantenimiento, generalmente incluye el servicio de monitorización a distancia, que permite al cliente observar las curvas de producción en tiempo real.

- **Flujo de caja:**

El flujo de caja muestra el resultado anual de los ahorros menos los gastos. Muestra cuánto capital se ha ahorrado o gastado en dicho año.

- **Ahorro acumulado:**

Se trata de la suma de los flujos de caja de los años previos con el flujo de caja del año actual. Este parámetro permite determinar la evolución del proyecto y los años en los que se consigue recuperar el importe de la inversión inicial.

- **Incremento anual de los precios:**

Debido a efectos de la inflación, cada año hay un incremento porcentual de los precios. Generalmente, dado que los flujos de caja suelen ser positivos, se estima un incremento anual bajo para estar del lado de la seguridad. El valor elegido en este caso es del 3%. Este importe deberá ser aplicado anualmente a todos los ahorros y gastos.

4.2 Cálculo económico sin financiación

Una vez aclarado todos los parámetros del cálculo económico, se procede a la simulación a 25 años del ahorro de la instalación, sin contar con financiación externa. En la *Tabla 4.2.1* se obtiene el cálculo de todos los términos mencionados:

AÑO	GASTO ELÉCTRICO ACTUAL	PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA	PRODUCCIÓN AUTOCONSUMO	AHORRO ENERGÍA	AHORRO POTENCIA	AHORRO/GASTO FISCAL	VENTA DE ENERGÍA	MANTENIMIENTO	FLUJO CAJA	RESULTADO ACUMULADO
1	562.638 €	1.521.000 kWh	1.345.897 kWh	112.332 €	11.972 €	200.938 €	7.880 €	-6.298 €	-602.814 €	-602.814 €
2	579.517 €	1.514.916 kWh	1.340.513 kWh	115.239 €	24.663 €	-35.375 €	8.084 €	-6.487 €	106.124 €	-496.690 €
3	596.902 €	1.508.856 kWh	1.335.151 kWh	118.221 €	25.403 €	-36.309 €	8.293 €	-6.682 €	108.927 €	-387.763 €
4	614.809 €	1.502.821 kWh	1.329.810 kWh	121.281 €	26.165 €	-37.268 €	8.507 €	-6.882 €	111.804 €	-275.960 €
5	633.254 €	1.496.810 kWh	1.324.491 kWh	124.420 €	26.950 €	-38.252 €	8.728 €	-7.088 €	114.757 €	-161.203 €
6	652.251 €	1.490.822 kWh	1.319.193 kWh	127.639 €	27.759 €	-39.263 €	8.953 €	-7.301 €	117.788 €	-43.415 €
7	671.819 €	1.484.859 kWh	1.313.916 kWh	130.943 €	28.591 €	-40.300 €	9.185 €	-7.520 €	120.899 €	77.484 €
8	691.973 €	1.478.920 kWh	1.308.661 kWh	134.332 €	29.449 €	-41.364 €	9.423 €	-7.746 €	124.093 €	201.577 €
9	712.733 €	1.473.004 kWh	1.303.426 kWh	137.808 €	30.333 €	-42.457 €	9.667 €	-7.978 €	127.372 €	328.949 €
10	734.115 €	1.467.112 kWh	1.298.212 kWh	141.375 €	31.243 €	-43.579 €	9.917 €	-8.217 €	130.737 €	459.687 €
11	756.138 €	1.461.244 kWh	1.293.020 kWh	145.033 €	32.180 €	-44.731 €	10.174 €	-8.464 €	134.192 €	593.879 €
12	778.822 €	1.455.399 kWh	1.287.847 kWh	148.787 €	33.145 €	-45.913 €	10.437 €	-8.718 €	137.738 €	731.617 €
13	802.187 €	1.449.577 kWh	1.282.696 kWh	152.637 €	34.140 €	-47.126 €	10.707 €	-8.979 €	141.378 €	872.996 €
14	826.253 €	1.443.779 kWh	1.277.565 kWh	156.588 €	35.164 €	-48.372 €	10.984 €	-9.249 €	145.115 €	1.018.111 €
15	851.040 €	1.438.004 kWh	1.272.455 kWh	160.640 €	36.219 €	-49.650 €	11.268 €	-9.526 €	148.951 €	1.167.061 €
16	876.571 €	1.432.252 kWh	1.267.365 kWh	164.798 €	37.305 €	-50.963 €	11.560 €	-9.812 €	152.888 €	1.319.950 €
17	902.868 €	1.426.523 kWh	1.262.296 kWh	169.062 €	38.424 €	-52.310 €	11.859 €	-10.106 €	156.930 €	1.476.879 €
18	929.955 €	1.420.816 kWh	1.257.247 kWh	173.438 €	39.577 €	-53.693 €	12.166 €	-10.410 €	161.079 €	1.637.958 €
19	957.853 €	1.415.133 kWh	1.252.218 kWh	177.926 €	40.765 €	-55.112 €	12.481 €	-10.722 €	165.337 €	1.803.295 €
20	986.589 €	1.409.473 kWh	1.247.209 kWh	182.531 €	41.987 €	-56.570 €	12.804 €	-11.044 €	169.709 €	1.973.004 €
21	1.016.186 €	1.403.835 kWh	1.242.220 kWh	187.255 €	43.247 €	-58.066 €	13.135 €	-11.375 €	174.197 €	2.147.201 €
22	1.046.672 €	1.398.219 kWh	1.237.251 kWh	192.101 €	44.545 €	-59.601 €	13.475 €	-11.716 €	178.804 €	2.326.005 €
23	1.078.072 €	1.392.627 kWh	1.232.302 kWh	197.073 €	45.881 €	-61.177 €	13.824 €	-12.068 €	183.532 €	2.509.537 €
24	1.110.414 €	1.387.056 kWh	1.227.373 kWh	202.173 €	47.257 €	-62.796 €	14.182 €	-12.430 €	188.387 €	2.697.924 €
25	1.143.727 €	1.381.508 kWh	1.222.463 kWh	207.405 €	48.675 €	-64.457 €	14.549 €	-12.803 €	193.370 €	2.891.294 €

Tabla 4.2.1. Resultado económico, sin financiación, a 25 años. (Elaboración propia)

Como se puede observar en la *Tabla 4.2.1*, se ha estimado una inversión total el primer año, en la que el cliente aporta todo el capital, y obtiene un ahorro fiscal acorde a dicho gasto. A partir del segundo año, el ahorro fiscal pasa a ser un gasto fiscal, pues el cliente ahorra más de lo que gasta en el proyecto y, por lo tanto, paga más impuestos.

Se puede apreciar que el primer año, se emplea un 40% del ahorro en potencia y que, a partir del segundo año, se reajusta la contratación de la potencia, ahorrando más del doble.

También es de notar la caída de producción de la producción anual de energía, del 4% estimado anteriormente.

En cuanto al ahorro general, se puede apreciar un flujo de caja muy beneficioso a partir del segundo año, ahorrando más de 100.000€ anuales y recuperando la inversión en 7 años. También es sorprendente el ahorro acumulado en los 25 años del análisis de casi 3 millones de €, lo que demuestra la gran rentabilidad de estos proyectos.

4.3. Cálculo económico con financiación

Dado que recurrir a una financiación externa del proyecto, es algo bastante común en los proyectos de fotovoltaica, se va a realizar un estudio considerando la financiación para 6 y 7 años.

Según el departamento financiero de la comercializadora, considerando la deuda del cliente ante el riesgo por impago, y su situación económica, se propone un plan de financiación a 6 años de una cuota de 18.087,4 € anuales; también se considera, como segundo caso, una financiación a 7 años con una cuota de 14.098,1 € anuales. [1]

En las *Tablas 4.3.1* y *4.3.2*, se pueden ver los dos casos posibles de financiación:

AÑO	GASTO ELÉCTRICO ACTUAL	PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA	PRODUCCIÓN AUTOCONSUMO	AHORRO ENERGÍA	AHORRO POTENCIA	AHORRO/GASTO FISCAL	VENTA DE EXCEDENTE	MANTENIMIENTO	CUOTA RENTING	FLUJO CAJA	RESULTADO ACUMULADO
1	562.638 €	1.521.000 kWh	1.345.897 kWh	112.332 €	11.972 €	24.761 €	7.880 €	-6.298 €	-217.048 €	-66.402 €	-66.402 €
2	579.517 €	1.514.916 kWh	1.340.513 kWh	115.239 €	24.663 €	20.908 €	8.084 €	-6.487 €	-217.048 €	-54.641 €	-121.043 €
3	596.902 €	1.508.856 kWh	1.335.151 kWh	118.221 €	25.403 €	20.026 €	8.293 €	-6.682 €	-217.048 €	-51.786 €	-172.830 €
4	614.809 €	1.502.821 kWh	1.329.810 kWh	121.281 €	26.165 €	19.121 €	8.507 €	-6.882 €	-217.048 €	-48.856 €	-221.686 €
5	633.254 €	1.496.810 kWh	1.324.491 kWh	124.420 €	26.950 €	18.192 €	8.728 €	-7.088 €	-217.048 €	-45.846 €	-267.533 €
6	652.251 €	1.490.822 kWh	1.319.193 kWh	127.639 €	27.759 €	17.238 €	8.953 €	-7.301 €	-217.048 €	-42.760 €	-310.293 €
7	671.819 €	1.484.859 kWh	1.313.916 kWh	130.943 €	28.591 €	-36.376 €	9.185 €	-7.520 €	-6.511 €	118.312 €	-191.981 €
8	691.973 €	1.478.920 kWh	1.308.661 kWh	134.332 €	29.449 €	-37.332 €	9.423 €	-7.746 €	-6.707 €	121.419 €	-70.562 €
9	712.733 €	1.473.004 kWh	1.303.426 kWh	137.808 €	30.333 €	-38.314 €	9.667 €	-7.978 €	-6.908 €	124.608 €	54.046 €
10	734.115 €	1.467.112 kWh	1.298.212 kWh	141.375 €	31.243 €	-39.321 €	9.917 €	-8.217 €	-7.115 €	127.880 €	181.926 €
11	756.138 €	1.461.244 kWh	1.293.020 kWh	145.033 €	32.180 €	-40.355 €	10.174 €	-8.464 €	-7.329 €	131.239 €	313.165 €
12	778.822 €	1.455.399 kWh	1.287.847 kWh	148.787 €	33.145 €	-41.416 €	10.437 €	-8.718 €	-7.549 €	134.686 €	447.851 €
13	802.187 €	1.449.577 kWh	1.282.696 kWh	152.637 €	34.140 €	-42.506 €	10.707 €	-8.979 €	-7.775 €	138.224 €	586.075 €
14	826.253 €	1.443.779 kWh	1.277.565 kWh	156.588 €	35.164 €	-43.624 €	10.984 €	-9.249 €	-8.008 €	141.855 €	727.930 €
15	851.040 €	1.438.004 kWh	1.272.455 kWh	160.640 €	36.219 €	-44.771 €	11.268 €	-9.526 €	-8.249 €	145.581 €	873.511 €
16	876.571 €	1.432.252 kWh	1.267.365 kWh	164.798 €	37.305 €	-45.849 €	11.560 €	-9.812 €	-8.496 €	149.408 €	1.022.917 €
17	902.868 €	1.426.523 kWh	1.262.296 kWh	169.062 €	38.424 €	-47.157 €	11.859 €	-10.106 €	-8.751 €	153.331 €	1.176.249 €
18	929.955 €	1.420.816 kWh	1.257.247 kWh	173.438 €	39.577 €	-48.398 €	12.166 €	-10.410 €	-9.013 €	157.360 €	1.333.609 €
19	957.853 €	1.415.133 kWh	1.252.218 kWh	177.926 €	40.765 €	-49.671 €	12.481 €	-10.722 €	-9.284 €	161.495 €	1.495.103 €
20	986.589 €	1.409.473 kWh	1.247.209 kWh	182.531 €	41.987 €	-50.978 €	12.804 €	-11.044 €	-9.562 €	165.738 €	1.660.842 €
21	1.016.186 €	1.403.835 kWh	1.242.220 kWh	187.255 €	43.247 €	-52.320 €	13.135 €	-11.375 €	-9.849 €	170.094 €	1.830.936 €
22	1.046.672 €	1.398.219 kWh	1.237.251 kWh	192.101 €	44.545 €	-53.696 €	13.475 €	-11.716 €	-10.145 €	174.564 €	2.005.500 €
23	1.078.072 €	1.392.627 kWh	1.232.302 kWh	197.073 €	45.881 €	-55.109 €	13.824 €	-12.068 €	-10.449 €	179.152 €	2.184.651 €
24	1.110.414 €	1.387.056 kWh	1.227.373 kWh	202.173 €	47.257 €	-56.560 €	14.182 €	-12.430 €	-10.762 €	183.860 €	2.368.512 €
25	1.143.727 €	1.381.508 kWh	1.222.463 kWh	207.405 €	48.675 €	-58.048 €	14.549 €	-12.803 €	-11.085 €	188.693 €	2.557.205 €

Tabla 4.3.1. Resultado económico con financiación a 6 años. (Elaboración propia)

AÑO	GASTO ELÉCTRICO ACTUAL	PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA	PRODUCCIÓN AUTOCONSUMO	AHORRO ENERGÍA	AHORRO POTENCIA	AHORRO/GASTO FISCAL	VENTA DE EXCEDENTE	MANTENIMIENTO	CUOTA RENTING	FLUJO CAJA	RESULTADO ACUMULADO
1	562.638 €	1.521.000 kWh	1.345.897 kWh	112.332 €	11.972 €	12.793 €	7.880 €	-6.298 €	-169.177 €	-30.499 €	-30.499 €
2	579.517 €	1.514.916 kWh	1.340.513 kWh	115.239 €	24.663 €	8.941 €	8.084 €	-6.487 €	-169.177 €	-18.738 €	-49.237 €
3	596.902 €	1.508.856 kWh	1.335.151 kWh	118.221 €	25.403 €	8.059 €	8.293 €	-6.682 €	-169.177 €	-15.883 €	-65.120 €
4	614.809 €	1.502.821 kWh	1.329.810 kWh	121.281 €	26.165 €	7.153 €	8.507 €	-6.882 €	-169.177 €	-12.953 €	-78.072 €
5	633.254 €	1.496.810 kWh	1.324.491 kWh	124.420 €	26.950 €	6.224 €	8.728 €	-7.088 €	-169.177 €	-9.944 €	-88.017 €
6	652.251 €	1.490.822 kWh	1.319.193 kWh	127.639 €	27.759 €	5.270 €	8.953 €	-7.301 €	-169.177 €	-6.857 €	-94.874 €
7	671.819 €	1.484.859 kWh	1.313.916 kWh	130.943 €	28.591 €	4.291 €	9.185 €	-7.520 €	-169.177 €	-3.887 €	-98.561 €
8	691.973 €	1.478.920 kWh	1.308.661 kWh	134.332 €	29.449 €	-37.740 €	9.423 €	-7.746 €	-5.075 €	122.643 €	24.082 €
9	712.733 €	1.473.004 kWh	1.303.426 kWh	137.808 €	30.333 €	-38.734 €	9.667 €	-7.978 €	-5.228 €	125.868 €	149.950 €
10	734.115 €	1.467.112 kWh	1.298.212 kWh	141.375 €	31.243 €	-39.754 €	9.917 €	-8.217 €	-5.384 €	129.178 €	279.128 €
11	756.138 €	1.461.244 kWh	1.293.020 kWh	145.033 €	32.180 €	-40.801 €	10.174 €	-8.464 €	-5.546 €	132.576 €	411.704 €
12	778.822 €	1.455.399 kWh	1.287.847 kWh	148.787 €	33.145 €	-41.875 €	10.437 €	-8.718 €	-5.712 €	136.063 €	547.767 €
13	802.187 €	1.449.577 kWh	1.282.696 kWh	152.637 €	34.140 €	-42.978 €	10.707 €	-8.979 €	-5.884 €	139.642 €	687.410 €
14	826.253 €	1.443.779 kWh	1.277.565 kWh	156.588 €	35.164 €	-44.111 €	10.984 €	-9.249 €	-6.060 €	143.316 €	830.726 €
15	851.040 €	1.438.004 kWh	1.272.455 kWh	160.640 €	36.219 €	-45.273 €	11.268 €	-9.526 €	-6.242 €	147.086 €	977.812 €
16	876.571 €	1.432.252 kWh	1.267.365 kWh	164.798 €	37.305 €	-46.465 €	11.560 €	-9.812 €	-6.429 €	150.956 €	1.128.768 €
17	902.868 €	1.426.523 kWh	1.262.296 kWh	169.062 €	38.424 €	-47.690 €	11.859 €	-10.106 €	-6.622 €	154.928 €	1.283.696 €
18	929.955 €	1.420.816 kWh	1.257.247 kWh	173.438 €	39.577 €	-48.946 €	12.166 €	-10.410 €	-6.821 €	159.004 €	1.442.700 €
19	957.853 €	1.415.133 kWh	1.252.218 kWh	177.926 €	40.765 €	-50.236 €	12.481 €	-10.722 €	-7.025 €	163.189 €	1.605.889 €
20	986.589 €	1.409.473 kWh	1.247.209 kWh	182.531 €	41.987 €	-51.560 €	12.804 €	-11.044 €	-7.236 €	167.483 €	1.773.372 €
21	1.016.186 €	1.403.835 kWh	1.242.220 kWh	187.255 €	43.247 €	-52.918 €	13.135 €	-11.375 €	-7.453 €	171.891 €	1.945.263 €
22	1.046.672 €	1.398.219 kWh	1.237.251 kWh	192.101 €	44.545 €	-54.313 €	13.475 €	-11.716 €	-7.677 €	176.415 €	2.121.677 €
23	1.078.072 €	1.392.627 kWh	1.232.302 kWh	197.073 €	45.881 €	-55.745 €	13.824 €	-12.068 €	-7.907 €	181.058 €	2.302.735 €
24	1.110.414 €	1.387.056 kWh	1.227.373 kWh	202.173 €	47.257 €	-57.214 €	14.182 €	-12.430 €	-8.144 €	185.824 €	2.488.559 €
25	1.143.727 €	1.381.508 kWh	1.222.463 kWh	207.405 €	48.675 €	-58.722 €	14.549 €	-12.803 €	-8.389 €	190.715 €	2.679.275 €

Tabla 4.3.2. Resultado económico con financiación a 7 años. (Elaboración propia)

Si se analizan ambos casos con detenimiento, se puede ver que la financiación a 6 años es menos rentable que la de 7 años a la larga, debido a que las cuotas anuales se encarecen cuando se reducen los plazos de devolución. A cambio de esta menor rentabilidad del proyecto, la financiación a 6 años, permite que el cliente pueda ver un flujo de caja positivo en el 7º año, de 118.312€, mientras que la financiación a 7 años, no obtiene un flujo de caja positivo hasta el 8º año.

Por otro lado, el proyecto a 6 años de financiación no recuperará la inversión hasta el 9º año, cuando el proyecto a 7 años, la recupera en 8 años. Para visualizar los resultados de una manera más sencilla, se puede acudir a la *Tabla 4.3.3*:

Tipo de proyecto	Capital invertido	Años para recuperar la inversión	Año de flujo de caja positivo	Ahorro acumulado en 25 años	Nota
Sin financiación	929.638 €	7	2	2.891.294 €	La más rentable y recupera antes la inversión. No se crean deudas pero hay que disponer de una gran liquidez.
Financiación a 7 años	0	9	7	2.679.275 €	Se obtiene antes el año de flujo positivo. Deuda durante menos tiempo. Pero es la opción menos rentable
Financiación a 6 años	0	8	8	2.557.205 €	Opción de financiación más rentable y se recupera antes la inversión. Pero tiene más años de deuda y más años de flujos de caja negativos

Tabla 4.3.3. Tabla de comparación de los proyectos. (Elaboración propia)

Además, en la *Figura 4.3.1*, se puede comparar la rentabilidad de los proyectos, de una manera más clara y visual. En ella se comparan los resultados acumulados durante los 25 primeros años.

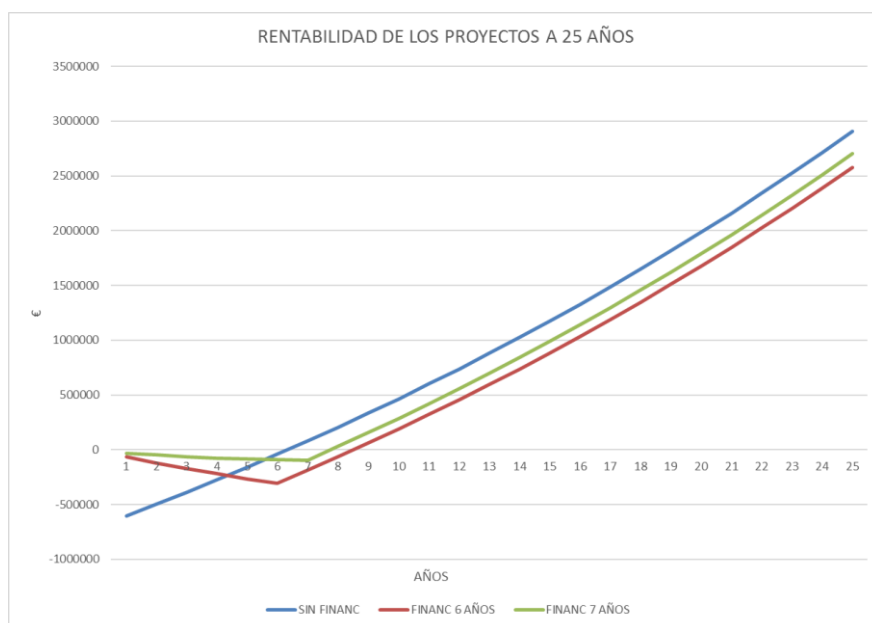


Figura 4.3.1. Gráfica de rentabilidad de los diferentes proyectos. (Elaboración propia)

En la gráfica de la *Figura 4.3.1*, se puede ver con claridad, la rentabilidad de cada proyecto y el año de recuperación del capital. Sin embargo, hay que tener en cuenta si se dispone o no de fondos para no depender de una financiación, y de los años que se pueden permitir estar perdiendo capital. Esto queda a elección del cliente.

4.4. Cálculo económico con softwares.

- PVsyst:

Como ya se ha mencionado con anterioridad, *PVsyst* permite realizar un cálculo económico de su instalación. Para ello requiere ciertos parámetros de entrada, como se puede observar en las *Figuras 4.4.1* y *4.4.2*.

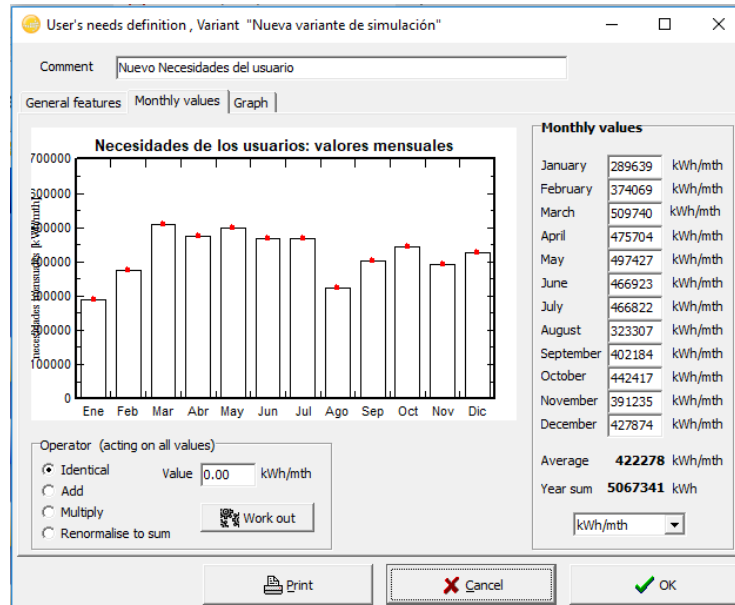


Figura 4.1.1. Parámetros de entrada del consumo mensual del cliente (PVsyst).

En la pantalla mostrada en la *Figura 4.1.1*, hay que introducir los parámetros relativos al consumo de la empresa. Para ello se emplearán los datos de la *Tabla 4.1.4*.

En la *Figura 4.4.2*, se muestra la sección donde el programa pide los datos de costes de la instalación, para los que se emplearán los datos de la *Tabla 4.1.1.7*, y la información empleada previamente, en el cálculo económico “manual”. [1]

Evaluación económica

Proyecto y Variante de simulación

Proyecto: V2
 Simulación: Nueva variante de simulación
 Conjunto FV, Prom = 964 kWp Sistema: Sistema Conectado a la Red
 Módulo FV : CS6U - 340P 1500V P4 Inversor : Ingecon Sun 3Play 100TL

Investment and charges | Tariffs | Financial results | Carbon balance

Valores
☒ Global ☐ por Wp ☐ por m² Moneda: EUR - Euro

Inversión

Descripción	Cantidad	Precio unit...	Total
Módulos FV			56103.20 EUR
Supports for modules	2835	60.00	170100.00 EUR
Inversores			69174.00 EUR
Studies and analysis			28792.00 EUR
Installation			99617.00 EUR
Seguro			0.00 EUR
Land costs			0.00 EUR
Loan bank charges	1	255452.80	255452.80 EUR
Inversión bruta			1184239.00 EUR
Sustitución	0	0.00	- 0.00 EUR
Impuestos			0.00 EUR
Subsidios	0	0.00	- 0.00 EUR
Inversión neta (CAPEX)			1184239.00 EUR

Financiamiento

Own funds: 0.00 EUR
 Préstamo: 1184239.00 EUR 7 años 0.00 %
 Anualidades: 169183.77 EUR/año

Operating costs (anual)

Project lifetime: 25 años Inflation: 3.00 %/año

Descripción	Costo anual
Manten.	6298.00 EUR
Land rent	0.00 EUR
Seguro	0.00 EUR
Bank charges	0.00 EUR
Administrative, accounting	0.00 EUR
Impuestos	0.00 EUR
Subsidios	- 0.00 EUR
Operating costs (OPEX) incl. Inflation	
8924.64 EUR/año	

Resumen del sistema

Auto consumo: 1383 MWh/año
 Energía vendida a la red: 138 MWh/año
 Costo total anual: 56296.09 EUR/año
 Costo de energía: 0.037 EUR/kWh

Figura 4.4.2. Introducción de costes de la instalación (PVsyst).

Finalmente, si el programa estima que toda la información introducida es correcta, permite al usuario ejecutar la simulación. En las Figuras 4.4.3 y 4.4.4 se pueden apreciar los resultados de dicha simulación:

Evaluación económica

Proyecto y Variante de simulación

Proyecto: V2
 Simulación: Nueva variante de simulación
 Conjunto FV, Prom = 964 kWp Sistema: Sistema Conectado a la Red
 Módulo FV : CS6U - 340P 1500V P4 Inversor : Ingecon Sun 3Play 100TL

Investment and charges | Tariffs | Financial results | Carbon balance

Simulation parameters

Project lifetime: 25 years from 2020
 Inflation: 3.00 %/año
 Income tax rate: 0.0 %
 Annual dividend rate: 0.0 %
 Production variation: ☒ Lineal ☐ Aging tool results

Inversión (CAPEX)

Own funds: 0.00 EUR
 Préstamo: 1184239.00 EUR
 Total: 1184239.00 EUR

Expenses

Operating costs (OPEX) incl. Inflation: 8924.64 EUR/año
 Loan annuities: 169183.77 EUR/año
 Total: 56296.09 EUR/año
 Costo de energía: 0.037 EUR/kWh

Return on investment

Payback period: 9.2 años
 Net profit at end of lifetime: 719577.1 EUR
 Return on investment (ROI): 229.6 %

☒ This analysis should appear on printed report

Detailed economic results

Detailed economic results (kEUR)

Año	Energía vendida	Loan principal	Interest 0.00%	Costo de explota.	Taxable income	Impuesto 0.00%	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amortized
2020	6.2	169.2	0.0	6.3	0.0	0.0	-169.3	115.5	-53.9	9.7%
2021	6.4	169.2	0.0	6.5	0.0	0.0	-169.3	118.8	-104.4	19.8%
2022	6.6	169.2	0.0	6.7	0.0	0.0	-169.3	122.3	-151.4	30.1%
2023	6.8	169.2	0.0	6.9	0.0	0.0	-169.3	125.7	-194.9	40.7%
2024	7.0	169.2	0.0	7.1	0.0	0.0	-169.3	129.2	-235.0	51.6%
2025	7.2	169.2	0.0	7.3	0.0	0.0	-169.3	132.7	-271.7	62.8%
2026	7.3	169.2	0.0	7.5	0.0	0.0	-169.4	136.1	-304.9	74.2%
2027	7.5	0.0	0.0	7.7	0.0	0.0	-0.2	139.6	-165.6	86.0%
2028	7.7	0.0	0.0	8.0	0.0	0.0	-0.3	143.0	-22.8	98.1%
2029	7.9	0.0	0.0	8.2	0.0	0.0	-0.3	146.5	123.4	110.4%
2030	8.1	0.0	0.0	8.5	0.0	0.0	-0.4	150.0	272.9	123.0%
2031	8.3	0.0	0.0	8.7	0.0	0.0	-0.4	153.4	425.9	136.0%
2032	8.5	0.0	0.0	9.0	0.0	0.0	-0.5	156.9	582.3	149.2%
2033	8.7	0.0	0.0	9.2	0.0	0.0	-0.6	160.3	742.0	162.7%
2034	8.8	0.0	0.0	9.5	0.0	0.0	-0.7	163.8	905.1	176.4%
2035	9.0	0.0	0.0	9.8	0.0	0.0	-0.8	167.3	1071.6	190.5%
2036	9.2	0.0	0.0	10.1	0.0	0.0	-0.9	170.7	1241.4	204.8%
2037	9.4	0.0	0.0	10.4	0.0	0.0	-1.0	174.2	1414.6	219.5%
2038	9.6	0.0	0.0	10.7	0.0	0.0	-1.1	177.6	1591.1	234.4%
2039	9.8	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	-1.3	181.1	1770.9	249.5%
2040	10.0	0.0	0.0	11.4	0.0	0.0	-1.4	184.6	1954.1	265.0%
2041	10.1	0.0	0.0	11.7	0.0	0.0	-1.6	188.0	2140.5	280.7%
2042	10.3	0.0	0.0	12.1	0.0	0.0	-1.7	191.5	2330.2	296.8%
2043	10.5	0.0	0.0	12.4	0.0	0.0	-1.9	194.9	2523.3	313.1%

Figura 4.4.3. Resultado económico simulado para 25 años (PVsyst).

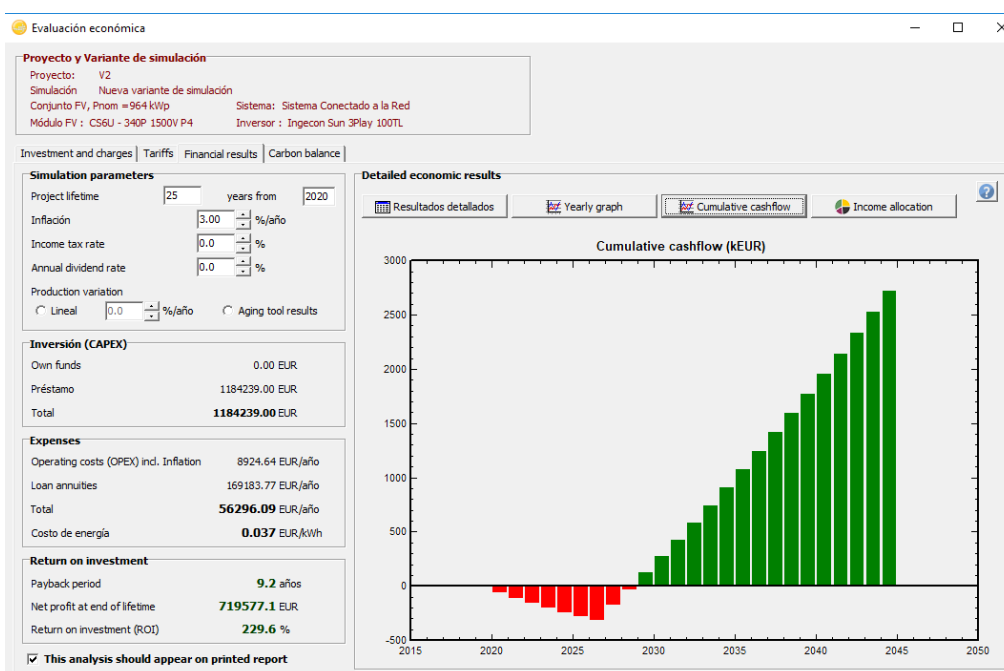


Figura 4.4.4. Evolución del ahorro acumulado en 25 años (PVsyst)

Como se puede observar, los resultados son relativamente similares a los obtenidos en los cálculos propios. PVsyst estima que, para un proyecto con financiación a 7 años, no se obtiene un resultado acumulado positivo hasta el 9º año. El resultado acumulado para el final del análisis es de más de 2,7 millones de €, lo cual concuerda también con los cálculos previos.

En la Figura 4.4.3, se puede observar un resultado de la energía vendida que difiere del empleado en los cálculos previos, esto puede deberse a una diferencia en el cálculo de la energía vertida a red, pues el precio introducido es el mismo en ambos casos.

En general, el resultado aportado por PVsyst, es completo y preciso, aportando los datos finales necesarios con gráficos precisos y visuales.

- PVGIS:

Como se pudo observar en la simulación de generación fotovoltaica, PVGIS no es un sistema muy elaborado, más bien todo lo contrario, destaca por su simpleza y sencillez. En cuanto al cálculo económico, el programa no se sale de su línea, y pide 3 parámetros de entrada para hacer un cálculo del precio de la electricidad generada: el coste total del sistema, el interés de una posible financiación y la vida útil de la instalación.

Una vez introducidos los parámetros, el programa vuelve a mostrar la misma pantalla de simulación, pero incluyendo el dato del precio de la electricidad generada por kWh: 0,151€/kWh (Figura 4.4.5).

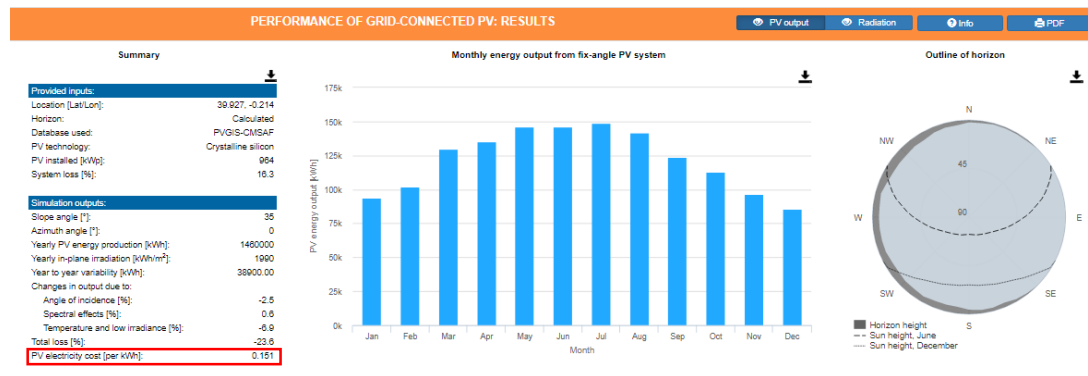


Figura 4.4.5. Simulación de PVGIS, incluyendo el parámetro económico.

- SAM:

En el caso de *SAM*, el estudio económico es realmente preciso, en él se permite la introducción de todo tipo de parámetros económicos, financieros, impuestos, subvenciones y curvas de producción y consumo, teniendo en cuenta los periodos de la electricidad, tal y como se da en el sector eléctrico real (Figura 4.4.6).

Los parámetros del consumo se pueden introducir de diferentes maneras. Para la potencia, se pueden aportar los datos con la separación temporal que el usuario desee, para obtener la mayor precisión. También da la opción de emplear los datos del consumo energético mensual, como se hizo en *PVsyst* (Figura 4.4.7).

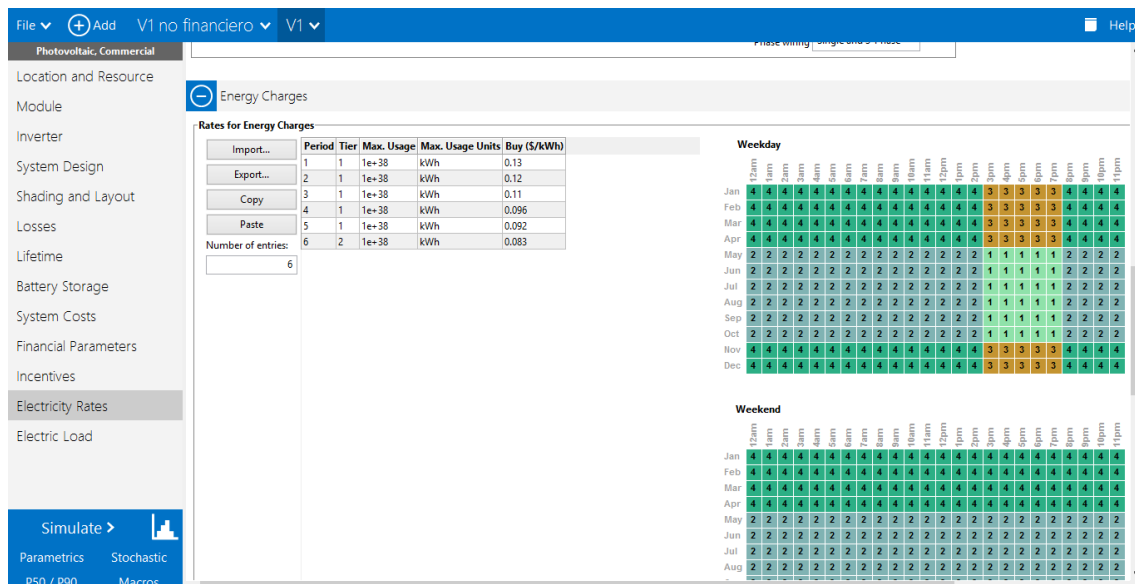


Figura 4.4.6. Introducción de precios de energía y potencia para los diferentes periodos (SAM)

Electric Load Data

Energy usage kW ☒ Normalize supplied load profile to monthly utility bill data

Scaling factor (optional) Monthly energy usage kWh

-Monthly Load Summary-

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	289,639.00	850.06
Feb	374,069.00	1,290.23
Mar	509,740.00	1,610.20
Apr	475,704.00	1,653.58
May	497,427.00	1,679.22
Jun	466,922.00	1,549.26
Jul	466,822.00	1,435.50
Aug	323,307.00	987.34
Sep	402,189.00	1,389.81
Oct	442,417.00	1,505.94
Nov	391,236.00	1,128.35
Dec	427,873.00	1,370.09
Annual	5,067,345.00	1,679.22

-Annual Adjustment-

Load growth rate %/yr

In Value mode, the growth rate applies to the previous year's annual kWh load starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 kWh value. See Help for details.

Edit Data

Change time step... Subhourly Values (8760h/TS)

	Load power (kW)
1	33.5754
2	33.5754
3	33.5754
4	33.5754
5	33.5754
6	33.5754
7	33.5754
8	26.1734
9	18.7714
10	18.7714
11	18.7714
12	19.514
13	26.5633
14	28.2252

The electric load is specified as the average power over the time interval. For hourly load data, this is equivalent to

Figura 4.4.7. Datos de entrada del consumo de potencia y energía de SAM.

En cuanto a los resultados simulados, SAM permite obtener múltiples tipos de gráficas y tablas, personalizables a elección del usuario. Además, el cuadro de resultados económicos es de lo más preciso: Figuras 4.4.8 y 4.4.9.

Summary Data tables Losses Graphs Cash flow Time series Profiles Statistics Heat map PDF / CDF Notices

Copy to clipboard Save as CSV Send to Excel Send to Excel with Equations

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
PRODUCTION															
Energy (kWh)	0	1,536,437	1,528,755	1,521,111	1,513,505	1,505,938	1,498,408	1,490,916	1,483,462	1,476,044	1,468,664	1,461,321	1,454,014	1,446,744	1,439,510
SAVINGS															
Value of electricity savings (\$)	0	170,038	179,340	189,149	199,496	210,408	221,918	234,057	246,860	260,363	274,605	289,626	305,468	322,178	339,801
OPERATING EXPENSES															
O&M fixed expense (\$)	0	7,077	7,502	7,952	8,429	8,935	9,471	10,039	10,642	11,280	11,957	12,675	13,435	14,241	15,096
O&M production-based expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
O&M capacity-based expense (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Property tax expense (\$)	0	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447	10,447
Insurance expense (\$)	0	10,447	10,760	11,083	11,415	11,758	12,111	12,474	12,848	13,234	13,631	14,040	14,461	14,895	15,341
Net salvage value (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total operating expense (\$)	0	27,971	28,709	29,482	30,292	31,140	32,029	32,960	33,937	34,961	36,035	37,161	38,343	39,582	40,884
Deductible expenses (\$)	0	-27,971	-28,709	-29,482	-30,292	-31,140	-32,029	-32,960	-33,937	-34,961	-36,035	-37,161	-38,343	-39,582	-40,884
PROJECT DEBT															
Debt balance (\$)	1,044,677	967,459	873,639	759,648	621,148	452,871	248,415	0	0	0	0	0	0	0	0
Interest payment (\$)	0	224,606	208,004	187,832	163,324	133,547	97,367	53,409	0	0	0	0	0	0	0
Principal payment (\$)	0	77,218	93,820	113,991	138,500	168,277	204,456	248,415	0	0	0	0	0	0	0
Total P&I debt payment (\$)	0	301,824	301,824	301,824	301,824	301,824	301,824	301,824	0	0	0	0	0	0	0
DIRECT CASH INCENTIVES															
Federal IBI income (\$)	0														
State IBI income (\$)	0														

Figura 4.4.8. Tabla de resultados económicos, parte 1 (SAM)

File▼

+

Add

V1 no financiero▼

V1▼

Help

Photovoltaic, Commercial

SummaryData tablesLossesGraphsCash flowTime seriesProfilesStatisticsHeat mapPDF / CDFNotices

Location and Resource

Module

Inverter

System Design

Shading and Layout

Losses

Lifetime

Battery Storage

System Costs

Financial Parameters

Incentives

Electricity Rates

Electric Load

Copy to clipboard	Save as CSV	Send to Excel	Send to Excel with Equations													
Total CBI income (\$)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
	0															
Federal PBI income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State PBI income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Utility PBI income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Other PBI income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total PBI income (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
STATE INCOME TAX																
State depreciation schedule (%)	0	0.20	0.32	0.19	0.12	0.12	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	
State depreciation (\$)	0	177,595	284,152	170,491	102,295	102,295	51,147	0	0	0	0	0	0	0	0	
State taxable income less deductions (\$)	0	-430,172	-520,865	-387,806	-295,911	-266,981	-180,543	-86,369	-33,937	-34,961	-36,035	-37,161	-38,343	-39,582	-40,884	
State PTC (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State ITC (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
State tax savings (\$)	0	30,112	36,461	27,146	20,714	18,689	12,638	6,046	2,376	2,447	2,522	2,601	2,684	2,771	2,862	
FEDERAL INCOME TAX																
Federal depreciation schedule (%)	0	0.20	0.32	0.19	0.12	0.12	0.06	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal depreciation (\$)	0	177,595	284,152	170,491	102,295	102,295	51,147	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal taxable income less deductions (\$)	0	-400,060	-484,404	-360,659	-275,197	-248,293	-167,905	-80,323	-31,561	-32,513	-33,512	-34,560	-35,659	-36,812	-38,022	
Federal PTC (\$)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Federal ITC (\$)	0	313,403														
Federal tax savings (\$)	0	397,416	101,725	75,738	57,791	52,141	35,260	16,868	6,628	6,828	7,038	7,258	7,488	7,730	7,985	
After-tax annual costs (\$)	0	97,733	-192,347	-228,421	-253,610	-262,133	-285,954	-311,870	-24,933	-25,686	-26,475	-27,302	-28,170	-29,081	-30,037	
After-tax cash flow (\$)	0	222,660	-60,587	-89,453	-107,041	-107,546	-122,911	-139,909	156,434	165,603	175,278	185,486	196,257	207,623	219,614	

Simulate▶

ParametricsP50 / P90StochasticMacros

Figura 4.4.9. Tabla de resultados económicos parte 2 (SAM).

En la Figura 4.4.10, se puede apreciar una gráfica del flujo de caja del proyecto.

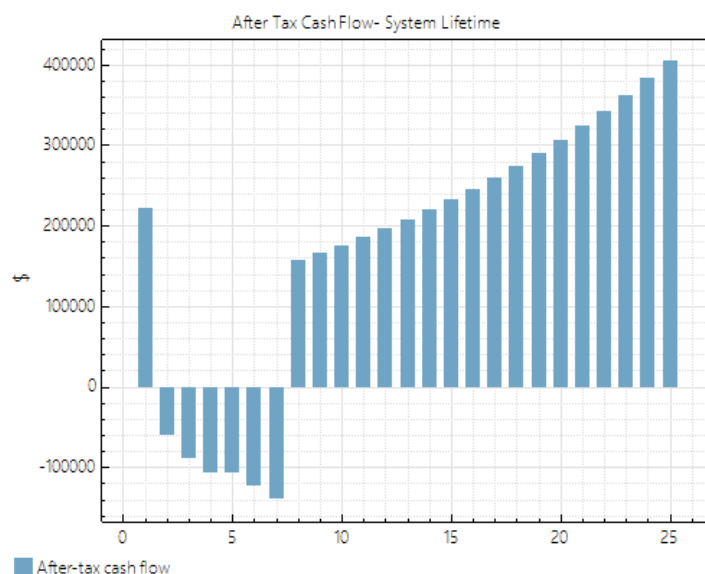


Figura 4.4.10. Gráfico de flujo de caja para 25 años (SAM).

También se puede obtener una gráfica del *payback* descontado acumulado (Figura 4.4.11):

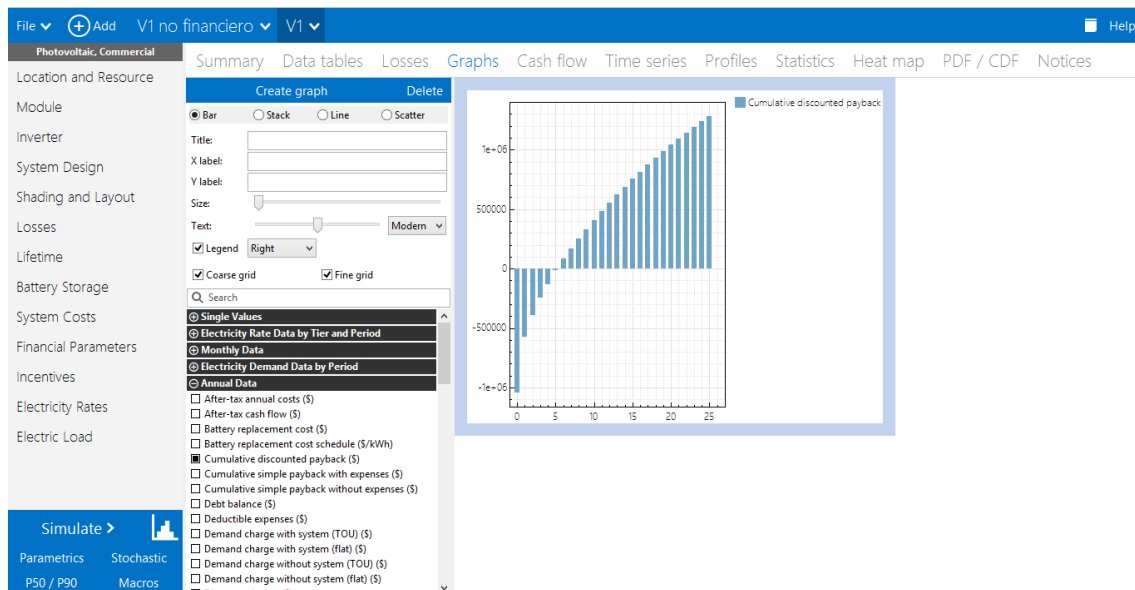


Figura 4.4.11. Gráfica de la recuperación del capital acumulado (SAM).

De los resultados obtenidos por este software, se muestran grandes diferencias con respecto a los resultados propios y de *PVsyst*, pues *SAM* tiene en cuenta parámetros relacionados con los impuestos americanos, que es donde más opera, que son un tanto desconcertantes. Si se observan las Figuras 4.4.8 y 4.4.9, se puede apreciar el cálculo de ahorro por venta, de procedencia desconocida. El primer año tiene en cuenta un flujo de caja positivo y un ahorro acumulado positivo, a apreciar en la Figura 4.4.10, lo cual, es desconcertante.

Si bien es un programa muy completo en este sentido, también se piden una gran cantidad de datos que pueden desorientar al usuario. En términos de profesionalidad es una gran herramienta, pero a efectos prácticos, es más complicada de usar.

También hay que tener en cuenta el uso del inglés para toda la ejecución del programa ya que, en ciertas ocasiones, hay términos un tanto confusos. Además, la moneda de uso es el dólar, por lo que hay que estar convirtiendo unidades constantemente.

- Conclusión:

Los programas válidos para un estudio económico apropiado, son *PVsyst* y *SAM*, pues *PVGIS* realmente, no ofrece un estudio como tal, por lo que quedaría descartado en la hipotética necesidad de realizar un análisis de viabilidad económica a través de un software.

En cuanto a los dos restantes, ambos ofrecen un análisis de calidad, con cálculos fiables de consumo y generación. Sin embargo, *PVsyst* se muestra mucho más intuitivo y sencillo de utilizar, pues pide unos parámetros de entrada generalmente conocidos, o de obtención relativamente sencilla; mientras que *SAM*, contiene una cantidad de datos de entrada sustancialmente mayor, muchos de los cuales se escapaban de mi conocimiento. Por esto mismo, para realizar un estudio más sencillo y superficial, se recomendaría

emplear *PVsyst*, pero si se desea llevar a cabo un estudio muy exacto y detallado, en el que se conocen todos los parámetros relacionados con impuestos, consumo, incentivos y parámetros financieros exactos, se recomienda emplear *SAM*.

5. CONCLUSIONES

En este apartado del trabajo, se redactarán las conclusiones finales del proyecto tras el análisis de los diferentes datos obtenidos. Por un lado, se hablará de los resultados y observaciones a cerca del autoconsumo aplicado al ámbito empresarial y, por otro lado, se hablará de los diferentes softwares empleados.

5.1 Autoconsumo

Como bien se ha demostrado, el autoconsumo ofrece grandes resultados de ahorro a las empresas. Si bien a los primeros años de funcionamiento, pueden encontrarse flujos de capital negativos, a la larga, los beneficios son muy superiores y proporcionan a las empresas de grandes ahorros en su factura eléctrica.

Además, el sistema de financiaciones permite dar cabida a estos proyectos, para aquellos que no se puedan permitir inversiones de ese calibre. En muchos casos, las cuotas propias a la deuda de la financiación se ven amortiguadas por el ahorro de la generación fotovoltaica.

Estos ahorros, se están viendo impulsados, a día de hoy, por la nueva legislación, que apoya la compensación de la energía vertida a la red, en la factura eléctrica del cliente. Esto promueve la instalación de mayores potencias, pues no sólo se ahorra en el término de la energía, sino que también se debe contar el factor de la potencia, la cual se puede reducir en la factura de la comercializadora.

Es de añadir, el aporte al valor inmueble del edificio de la empresa, con la instalación fotovoltaica, pues a pesar de que las garantías del fabricante sean de 25 años normalmente, los módulos fotovoltaicos tienen vidas útiles reales mucho más extensas, incluso de hasta 50 años de funcionamiento, lo que hace las inversiones considerablemente rentables. [2]

La inclusión de esta energía en el sector empresarial, al mismo tiempo, promueve la reducción de costes de la tecnología, en un círculo retroactivo.

Además de los factores económicos, se ha de hablar de lo limpia y sostenible que es esta energía, pues por cada instalación, se ahorran cientos de toneladas de CO₂ anuales, y se contribuye hacia la independencia de las fuentes de energía fósiles. [2]

Sin duda alguna, los numerosos beneficios que ofrece la energía solar fotovoltaica, hacen que sea una gran candidata para fomentar el ahorro de las empresas y, al mismo tiempo, contribuir al desarrollo hacia un país más sostenible.

5.2 Softwares

Los softwares de cálculo de instalaciones fotovoltaicas, son herramientas necesarias en este sector. Estas permiten obtener un cálculo, en función de la localización escogida y de la superficie disponible para la instalación. El uso de estos programas es relativamente sencillo, ya que no requiere de habilidades específicas, ni de vastos conocimientos de la tecnología.

Por esto mismo, saber qué software es el más apropiado para cada situación, puede ser de gran ayuda, pues elegir un programa u otro supone una gran diferencia a la hora de trabajar.

Para el caso analizado en este trabajo, el software que más se ha adaptado a las necesidades de cálculo, y que mejores resultados ha aportado, es *PVsyst*; que, además, favorece al usuario con un formato muy intuitivo, aunque poco estiloso. La característica más destacable de este programa, es la exactitud y precisión de los cálculos, pues la experiencia detrás del programa se ve reflejada en los resultados aportados en las simulaciones. También dispone de numerosos idiomas en los que trabajar, lo cual facilita las tareas al usuario.

Sin embargo, *PVsyst* es un programa de pago, como bien se ha mencionado con anterioridad, por lo que habrá que estimar el uso que se le va a dar.

En el caso de que se pretenda realizar un estudio muy superficial de una instalación, la mejor herramienta es *PVGIS*. Esta es de uso *online*, evitando tener que descargarse ningún programa, y se muestra en una única pantalla en la que se dispone de todos los parámetros necesarios para la simulación. Es realmente intuitiva y sencilla de usar, y requiere unos escasos datos de entrada. Las simulaciones son rápidas, y no están sobrecargadas de datos.

Además, una de las características que hace de este software tan valioso, es la extensa base de datos meteorológicos, con datos de una gran extensión temporal y de alta fiabilidad. La descarga de estos datos está disponible en varios formatos, lo que permite su uso en diversos programas.

Por último, *SAM*, es un programa de una gran versatilidad, pues permite el estudio de numerosas energías renovables, como bien se ha mencionado. En cuanto al estudio fotovoltaico, los resultados que este software presenta son de buena fiabilidad, pues ejecuta cálculos precisos sin un gran requerimiento de datos de entrada.

El diseño de este software es el más visual de los tres, y la guía complementaria, es tan intuitiva como el programa, lo que permite consultar los datos necesarios, sin

ningún inconveniente. Sin embargo, en el análisis económico, se sobrecarga al usuario con numerosos datos de difícil acceso.

SAM es un programa completamente gratuito, por lo que, si se necesita realizar un estudio más exhaustivo de una instalación, pero no se precisa de la capacidad de pagar por un software, este es una gran opción. Aunque, no precisa de la exactitud y profesionalidad de *PVsyst*.

Es de añadir que este software únicamente se encuentra en inglés.

La realidad al comparar estos softwares, es que cada uno tiene ventajas y desventajas que los hace idóneos en determinadas situaciones, y menos ideales en otras, por lo que quizás este trabajo pueda servir para aclarar algunas dudas ante el estudio de un proyecto fotovoltaico.

6. BIBLIOGRAFÍA

[1] Información obtenida en las prácticas curriculares. *Total Gas y Electricidad S.A* (Madrid, Esp): 2018-2019

[2] Información obtenida a través del proveedor de instalaciones fotovoltaicas: *Aresol*. 2018-2019

[3] M. C. Sánchez. *Apuntes de “Generación Eólica y Fotovoltaica”*. Universidad Carlos III (Madrid, España): curso 2018-2019

[4] L. M. Ruiz de Gordejuela. “*Historia del efecto fotoeléctrico*”.

Los Mundos de Brana. <https://losmundosdebrana.com/2013/05/28/la-historia-del-efecto-fotoelectrico/> (acceso 09 de febrero de 2019)

[5] A. Castejón y G. Santamaría. *Instalaciones solares fotovoltaicas*, 1ª edición. España: EDITEX, 2010.

[6] R. Haselhuhn. *Photovoltaik-Gebäudelieferung Strom, Hrsg, BINE-Fachinformationsdienst Karlsruhe*: TUV-Verlag, Cologne, 2005

[7] BESTER – PRENSA, “Historia de la Energía Solar Fotovoltaica en España”.

<https://bester.energy/blog/historia-energia-solar-fotovoltaica-espana/> (acceso: 20 de febrero de 2019).

[8] F. Andreu, “Las 10 claves del nuevo real decreto-ley 15/2018 que relanzará el autoconsumo”. Solartradex.

<https://solartradex.com/blog/las-10-claves-del-nuevo-real-decreto-ley-15-2018-que-relanzara-el-autoconsumo/> (acceso: 21 de febrero de 2019).

[9] *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril de 2019*.

<https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>

[10] J. Domínguez. “Claves de la nueva normativa de Autoconsumo Fotovoltaico (Real Decreto 244/2019)”. Cambio Energético.

<https://www.cambioenergetico.com/blog/claves-de-la-nueva-normativa-de-autoconsumo-fotovoltaico-real-decreto-244-2019/> (acceso: 14 de junio de 2019)

[11] IRENA (Internarional Renewable Energy Agency)

<https://www.irena.org/>

[12] S. F. Munguía. “Instalaciones de energía solar fotovoltaica en España crecen un 94% en 2018”. Diario Renovables

<https://www.diariorenovables.com/2019/02/la-energia-fotovoltaica-en-espana.html> (acceso: 06 de marzo de 2019)

[13] A. a. detalle. “Componentes del Sistema”. Autoconsumo al detalle.

<http://www.autoconsumoaldetalle.es/componentes-del-sistema-2/> (acceso 15 de marzo de 2019).

[14] Canadian Solar. “Maxpower CS6U -340/345/350/355 High Efficiency Ploy Module”

<https://www.canadiansolar.com/upload/9f6474e3a7c4881c/d421046f5307ed4c.pdf>

[15] Ingeteam. “Ingeteam Trifásico Ingecon Sun 3Play 100 TL”

<http://www.saclimafotovoltaica.com/wp-content/uploads/2017/03/Ficha-T%C3%A9cnica-Inversores-Ingeteam-Sun-3Play-100-TL.pdf>

[16] V. M. Mateo. *Instalaciones generadoras fotovoltaicas: un cambio hacia la sostenibilidad*. Paraninfo, 2015.

Referencias de fórmulas

(1) Cálculo de la distancia entre las filas de módulos [3]

(2) y (3) Corrección de la tensión de los módulos por la temperatura. [6]

(4) J. Insa. “Cómo afecta la temperatura a una placa solar”. Monsolar.

<https://www.monsolar.com/blog/como-afecta-la-temperatura-a-una-placa-solar-2/>

(5) Corrección de corriente máxima. [16]

- (6) Cálculo de número de ramas máximas con 22 módulos. (Elaboración propia)
- (7) Cálculo del precio medio ponderado de la energía [1].
- (8) Cálculo de la energía ahorrada por autoconsumo [1].